



## **TÍTULO**

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE INSTALACIÓN  
FOTOVOLTAICA EN CUBIERTA Y CONECTADA A RED EN  
EL INSTITUTO DE ENSEÑANZA SECUNDARIA “FRANCISCO  
SALINAS” DE SALAMANCA (ESPAÑA)**

## **AUTOR**

**Vicente Raya Narváez**

Director  
Curso

ISBN

©

©

**Esta edición electrónica ha sido realizada en 2010**

Jorge Aguilera Tejero

**POP Tecnología de los Sistemas de Energía Solar  
Fotovoltaica (2008/2009)**

978-84-7993-197-1

Vicente Raya Narváez

Para esta edición, la Universidad Internacional de Andalucía



## Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas 2.5 España.

### Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

### Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
  - **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
  - **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
- 
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
  - *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
  - *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*

**Máster oficial**  
**Tecnología de los sistemas de energía solar fotovoltaica**  
**(2008-09)**

**PROYECTO FIN DE MÁSTER**

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE  
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN CUBIERTA Y  
CONECTADA A RED EN EL  
INSTITUTO DE ENSEÑANZA SECUNDARIA  
“FRANCISCO SALINAS”  
DE SALAMANCA**

**Autor: Vicente Raya Narváez.**

# Resumen

La realidad de nuestro entorno actual nos muestra un incremento de las necesidades energéticas impulsadas por el desarrollo tecnológico y económico de nuestra sociedad.

Uno de los grandes problemas de la humanidad es su dependencia de los combustibles fósiles, ya que provocan un fuerte impacto ambiental además de diversos en el ámbito económico. El reto está en conseguir que las energías alternativas y renovables vayan sustituyendo paulatinamente a esos combustibles. La principal ventaja de las energías renovables es la de su menor impacto ambiental, ya que, reducen el número de contaminantes a la atmósfera además de su distribución territorial es más dispersa y menos concentrada.

La gran ventaja de los sistemas fotovoltaicos respecto a otros sistemas de generación eléctrica es que no ocupan necesariamente espacio adicional al ya ocupado por los edificios u otras construcciones. El campo fotovoltaico puede integrarse encima de superficies construidas o incluso ejercer la función de elemento de construcción. La energía fotovoltaica con conexión a red se encuadra dentro del Régimen Especial de productores del RD 661/2007, que establece las primas por KWh generado según la potencia instalada y el tipo de instalación. También existen distintas legislaciones en el ámbito autonómico y local que puedan favorecer este tipo de instalación.

El objetivo del presente proyecto consiste en el diseño de una cubierta solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica e integrada en el taller de un edificio escolar situado en el Instituto de Enseñanza Secundaria Francisco Salinas, situado en C/Julita Ramos, s/n, en Salamanca.

Con este proyecto se pretende, por una parte, diseñar una cubierta solar fotovoltaica que genere la mayor cantidad posible de energía eléctrica a fin de volcarla a la Red Eléctrica y de

obtener el beneficio económico que por su venta establece el RD 436/2004, donde se encuentran definidas las condiciones de explotación de plantas de generación de energía eléctrica con placas fotovoltaicas; y, por otra, el correspondiente beneficio ambiental y social derivado del ahorro de emisiones contaminantes, así como la mejora en la imagen del edificio que supone la implantación del sistema fotovoltaico.

A lo largo del presente proyecto se estudian diversas alternativas de diseño y de integración arquitectónica que conduzcan al dimensionado óptimo de la instalación, cubriendo no sólo las necesidades energéticas del edificio, sino también cuidando aspectos estéticos, arquitectónicos y de sostenibilidad. A este fin se emplearán herramientas de simulación energética para evaluar el comportamiento térmico de la cubierta del edificio y de las zonas interiores del mismo, estudiando así el grado de confort térmico de los ocupantes del edificio una vez que la cubierta esté en funcionamiento.

Para las diversas alternativas de diseño propuestas se ha evaluado la cantidad de energía eléctrica generada teniendo en cuenta las pérdidas de la instalación, el beneficio económico resultante de la venta de la energía producida, el comportamiento térmico en la cubierta diseñada y el comportamiento térmico y energético de las dependencias interiores del edificio. Por último se evalúa la sostenibilidad económica, medioambiental y social de la instalación planteada.

Los resultados de este proyecto nos darán una visión de la aplicabilidad de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red dentro del sector industrial, desde las dos perspectivas más relevantes, la técnica y la económica, siendo objeto de este estudio, concluir las condiciones idóneas de instalación en cuanto a requerimientos constructivos previos, así como, condicionantes de ubicación del edificio.

# TABLA DE CONTENIDOS

Resumen	1
Introducción	7
Objetivo y justificación del proyecto	7
Alcance del proyecto	7
Tecnología de las instalaciones de energía solar fotovoltaica	8
Descripción de los sistemas conectados a la red eléctrica	8
Elementos de la instalación	9
Aplicaciones de los sistemas conectados a la red eléctrica	10
Estrategias de integración arquitectónica	11
Integración en cubiertas	14
Diseño de la cubierta solar fotovoltaica	16
Descripción general y situación actual del edificio	16
Climatología de la provincia de Salamanca	17
Componentes de la instalación	18
Componentes del sistema fotovoltaico. Los paneles solares	18
Componentes del sistema fotovoltaico. El inversor	20
Componentes del sistema fotovoltaico. Estructura soporte	22
Integración arquitectónica	22
Superposición arquitectónica	25
Dimensionado del campo fotovoltaico	27
Alternativas de diseño	28
Orientación	30
Inclinación	30
Cálculo de sombras y distancia entre paneles	32
Simulación informática	36
Cálculo del número total de paneles	38
Conexión a la red eléctrica	43
Dimensionado de los inversores	44
Método analítico	45
Simulación informática	51
Dimensionado del cableado	58

Consideraciones del cableado. Criterio de corriente. _____	59
Consideraciones del cableado. Criterio de tensión. _____	62
<b>Cálculo de la energía generada por la instalación _____</b>	<b>65</b>
<b>Mantenimiento de la instalación _____</b>	<b>67</b>
<b>Mantenimiento a cargo del usuario _____</b>	<b>67</b>
<b>Mantenimiento a cargo del servicio técnico _____</b>	<b>67</b>
Supervisión general _____	67
Limpieza _____	68
Verificación visual del campo fotovoltaico. _____	68
<b>Mantenimiento a cargo del servicio técnico _____</b>	<b>68</b>
<b>Análisis de la sostenibilidad económica y ambiental de la instalación _____</b>	<b>69</b>
<b>Estudio financiero de la instalación _____</b>	<b>69</b>
<b>Balance económico y período de retorno de la inversión _____</b>	<b>72</b>
Balance económico _____	73
Período de retorno de la inversión _____	74
Período de amortización _____	75
<b>Análisis de impacto ambiental de la instalación _____</b>	<b>77</b>
<b>Impacto social _____</b>	<b>79</b>
<b>Presupuesto del proyecto _____</b>	<b>80</b>
<b>CONCLUSIONES _____</b>	<b>81</b>
<b>NORMATIVA APLICABLE _____</b>	<b>83</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA _____</b>	<b>84</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA MULTIMEDIA _____</b>	<b>85</b>
<b>PLANOS _____</b>	<b>86</b>

## TABLA DE ILUSTRACIONES

---

Ilustración 1. Elementos de la instalación.....	9
Ilustración 2. Estructura de soporte de SUNTOP II .....	25
Ilustración 3. Representación de la cubierta solar sobre tejado de doble .....	28
Ilustración 4. Representación de la cubierta en diente de sierra desde el sur (figura superior) y desde el norte (figura inferior), donde se aprecian los lucernarios.....	29
Ilustración 5. Distancia mínima entre filas consecutivas de paneles solares .....	33
Ilustración 6. Esquema de la distribución de los paneles fotovoltaicos sobre los dientes de sierra. ....	35
Ilustración 7. Planta de la cubierta en el diseño de doble vertiente. ....	38
Ilustración 8. Esquema del alzado de la cubierta.....	39
Ilustración 9. Esquema de disposición de paneles solares sobre la cubierta.....	40
Ilustración 10. Imagen del panel de A-120 de Atersa utilizado en el ejercicio. ....	43
Ilustración 11. Definición del sistema .....	53
Ilustración 12. Secciones del cableado de continua.....	60



## TABLAS

---

Tabla 1. Distribución de las áreas de trabajo del aula taller.....	16
Tabla 2. Datos anuales de radiación correspondientes a la provincia de Salamanca. ....	17
Tabla 3. Características técnicas del módulo A-120.....	19
Tabla 4. Características técnicas del inversor SOLARMAX 6000C .....	21
Tabla 5. Características de la cubierta SOLECO .....	24
Tabla 6. Características técnicas de la estructura SUNTOP II.....	26
Tabla 7. Radiación solar media mensual incidente sobre superficies inclinadas orientadas al sur, en KW·h/m <sup>2</sup> día para la provincia de Salamanca (latitud 42°). ....	31
Tabla 8. Características técnicas del inversor SOLARMAX 6000C .....	44
Tabla 9. Máxima intensidad admisible de cables tripolares en función de la sección del conductor (Cu) para una temperatura del terreno de 25°C y una profundidad de los cables de 0,70 m. ....	58
Tabla 10. Datos de salida (CA) del inversor SolarMax 6000C.....	61
Tabla 11. Producción mensual y anual de energía eléctrica. ....	66
Tabla 12. Tabla de tarificación de referencia para la venta de energía.....	69
Tabla 13. Ingresos por venta de energía para instalación en diente de sierra. ....	71
Tabla 14. Balance económico para la cubierta en diente de sierra.....	73
Tabla 15. Resumen del presupuesto de la instalación solar basada en superposición arquitectónica.....	80
Tabla 16. Flujo de procedimientos administrativos para instalación fotovoltaica en régimen especial. ....	95
Tabla 17. Trámites administrativos: entidades y plazos.....	96

# INTRODUCCIÓN

## *Objetivo y justificación del proyecto*

El objetivo principal del proyecto es el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a red exterior en la cubierta de un edificio de carácter docente con objeto de generar energía eléctrica para su venta.

## *Alcance del proyecto*

El alcance del proyecto abarca tres aspectos diferenciados:

- En primer lugar, se describirán detalladamente las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red, prestando especial atención a los componentes que las integran y a las estrategias actuales en materia de integración arquitectónica de los sistemas fotovoltaicos.
- En segundo lugar, se llevará a cabo el dimensionado óptimo de una cubierta solar fotovoltaica en un edificio de carácter docente, concretamente un edificio auxiliar destinado al aula taller, con objeto de inyectar a la red la mayor cantidad de energía eléctrica posible. Este diseño estará condicionado también a la superficie disponible y a criterios estéticos y arquitectónicos.
- Por último, y con objeto de garantizar la sostenibilidad energética del edificio, así como verificar que el diseño llevado a cabo sea el idóneo, se llevará a cabo una simulación energética del edificio utilizando la aplicación *TAS de EDSL*. Gracias a esta herramienta de simulación se podrá realizar una estimación del impacto solar a nivel de proyecciones de sombras sobre la cubierta diseñada, así como un análisis del comportamiento térmico en el exterior e interior del edificio.

# TECNOLOGÍA DE LAS INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Existen dos formas de utilizar la energía eléctrica generada a partir del efecto fotovoltaico.

1. Primeramente encontramos instalaciones aisladas de la red eléctrica, que son sistemas en las que la energía generada se almacena en baterías para poder disponer de su uso cuando sea preciso. Estos sistemas se emplean sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo.
2. En segundo lugar, encontramos las instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional, en las que toda la energía generada se envía a la red eléctrica convencional para su distribución donde sea demandada. Debido a que la instalación fotovoltaica objeto del presente proyecto corresponde a esta segunda tipología, en adelante se presentaran en detalle los sistemas conectados a la red eléctrica.

## *Descripción de los sistemas conectados a la red eléctrica*

Para poder llevar a cabo estas instalaciones primeramente se deberá contar con la existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica. En los lugares en los que se dispone de electricidad, la conexión a red de los sistemas fotovoltaicos contribuye a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) a la atmósfera.

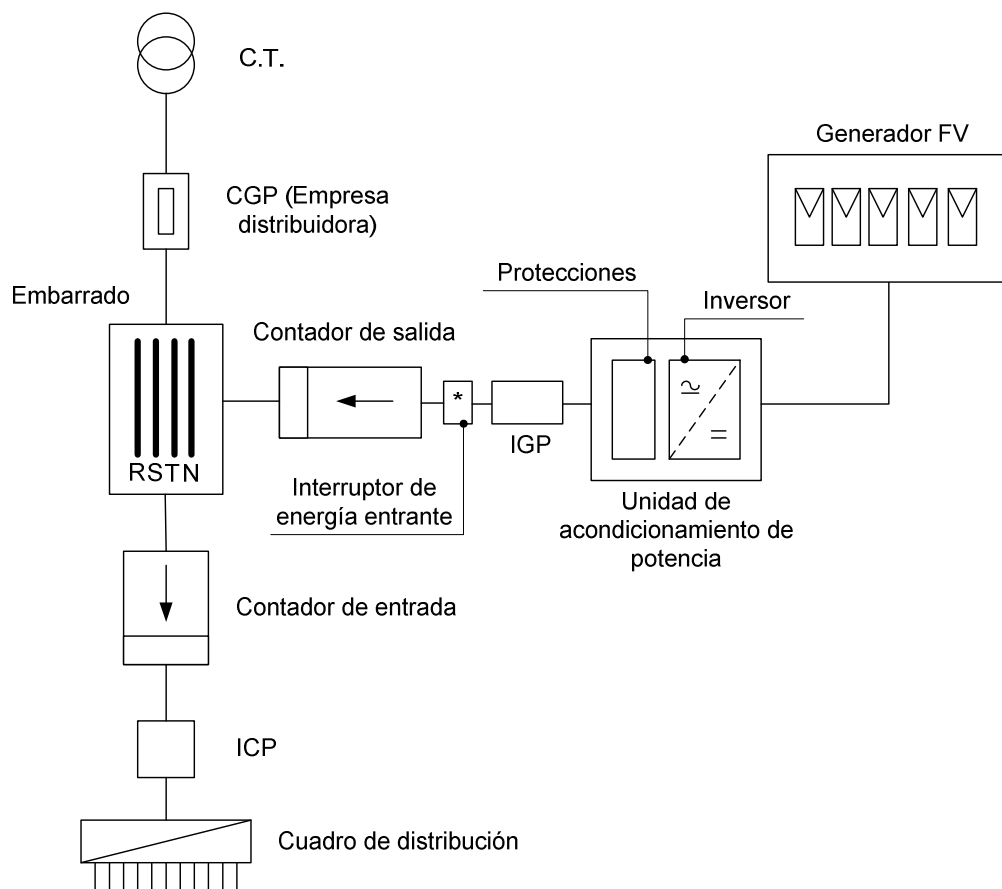
El consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario compra la electricidad que consume a la distribuidora al precio establecido y además puede facturar los kW·h generados a un precio superior, ya que en

España, la electricidad generada con sistemas fotovoltaicos goza de una prima que mejora su rentabilidad económica. Además gracias a este sistema se eliminan las pérdidas en transporte de electricidad.

En las instalaciones conectadas a red, el tamaño de la instalación es independiente del consumo de electricidad del edificio, lo que simplifica en gran medida su diseño. Para dimensionar la instalación habrá que tener en cuenta la inversión inicial y el espacio disponible así como la rentabilidad que se desea alcanzar con la venta de la electricidad generada.

## *Elementos de la instalación*

El esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red es el que sigue a continuación:



**Ilustración 1. Elementos de la instalación.**

Los elementos que componen la instalación son:

- **Generador fotovoltaico:** transforma la energía del sol en energía eléctrica.
- **Cuadro de protecciones:** Contiene alarmas, desconectores, protecciones, etc...
- **Inversores:** Son los elementos que adaptan la energía entregada por el generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) a las condiciones requeridas por los diferentes tipos de cargas, ya sean éstas en corriente continua, en corriente alterna o inyección de energía directamente a la red. Son muchos los tipos de inversores, que utilizando diferentes tecnologías, se comercializan en la actualidad. A los empleados en instalaciones conectados a la red eléctrica se les exige una baja producción de armónicos, su adaptación a cualquier red eléctrica y una generación con alto factor de potencia.
- **Contadores:** Se requieren dos contadores con finalidades distintas. Un contador principal contabiliza la energía producida y enviada a la red para que pueda ser facturada a la compañía a los precios estipulados. Por otro lado, un contador secundario mide los pequeños consumos de los equipos fotovoltaicos para descontarlos del total de la energía producida.

---

## APLICACIONES DE LOS SISTEMAS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

Las principales aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica convencional son las siguientes:

- **Sistemas sobreexpuestos en tejados de edificios.** Son sistemas modulares de fácil instalación donde se aprovecha la superficie de tejado existente para sobreponer los módulos fotovoltaicos. El peso de los paneles sobre el tejado no supone una sobrecarga para la mayoría de los tejados existentes.

- ***Plantas de producción.*** Son aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas para otros usos o sobrepuestas en grandes cubiertas de áreas urbanas (aparcamientos, zonas comerciales, áreas deportivas, etc...)
- ***Integración en edificios.*** Esta aplicación tiene como principal característica ser un sistema fotovoltaico integrado en la construcción, de modo que los paneles solares quedan tanto estructural como estéticamente integrados en la cubierta del edificio.

Debido a que el objeto del presente proyecto se centrará en este tipo de aplicación, se describe con mayor detalle en el siguiente apartado.

### **Estrategias de integración arquitectónica**

La gran ventaja de los sistemas fotovoltaicos respecto a otros sistemas de generación eléctrica es que no ocupan necesariamente espacio adicional al ya ocupado por los edificios u otras construcciones. El campo fotovoltaico puede integrarse encima de superficies construidas o incluso ejercer la función de elemento de construcción.

Los módulos solares han pasado de ser unos simples equipos de producción de energía a ser al mismo tiempo un elemento constructivo capaz de sustituir elementos tradicionales, o bien ofrecer otras prestaciones adicionales a la de generación eléctrica. Los mismos fabricantes de placas fotovoltaicas han empezado a diseñar modelos que facilitan su integración o su función constructiva en fachadas o tejados.

### **Propiedades de los cerramientos fotovoltaicos**

La sustitución de un cerramiento (fachada, muro, tejado, etc.) convencional por uno fotovoltaico supone que un elemento de generación energética realice muchas más funciones que ésta, como:

- *Protección de los elementos climáticos exteriores (lluvia, viento, temperaturas extremas, etc.)*
- *Filtro de luz solar.*
- *Filtro de ruidos exteriores.*
- *Filtro de radiaciones electromagnéticas*
- *Aislamiento térmico.*
- *Transmisión de luz natural controlada*
- *Aportación térmica.*

#### Posibilidades de integración.

Cada vez son más numerosas las formas de situar sobre edificios campos fotovoltaicos con funciones diversas además de la estrictamente energética:

- *Tejado fotovoltaico:* *sustituye el acabado final y, en algunos casos, la impermeabilización.*
- *Tejado en dientes de sierra:* *la vertiente sur es fotovoltaica y la norte puede ser opaca o permitir la entrada de luz cenital.*
- *Fachada:* *el campo solar puede recubrir totalmente la fachada.*

- **Tejado plano:** se pueden situar hileras de placas paralelas, a una distancia adecuada para no producir sombras entre sí.
- **Atrio:** cubierta entre dos edificios.
- **Pérgolas, porches, voladizos.**
- **Franjas fotovoltaicas a lo largo de la fachada, alternando con franjas transparentes.**
- **Lamas de sombreado:** situadas encima de las ventanas, permiten evitar la entrada de radiación directa en verano.
- **Fachada inclinada:** en forma de invernadero, para cerramientos fotovoltaicos semitransparentes.
- **Lamas o parasoles de inclinación variable.**

Los fabricantes de placas fotovoltaicas han empezado a suministrar variantes de placas y de células para atender las demandas de los arquitectos solares. Para ello se han desarrollado modelos con variantes de tonos, colores, formas de células, así como sistemas de fijación que permitan adoptar diversas soluciones o mejoras estéticas.

Para conseguir una mejor integración del elemento fotovoltaico en los edificios es necesario tenerlo en cuenta desde el inicio del diseño del edificio. De esta manera se podrá conseguir mejorar el aspecto exterior y el coste del edificio al poderse sustituir elementos convencionales por los elementos fotovoltaicos. A veces es necesario sacrificar parte del rendimiento energético por mantener la estética del edificio.



Para aplicaciones arquitectónicas se utiliza frecuentemente el encapsulado de células convencionales en cristal – cristal. Dichos módulos cristal – cristal son muy apropiados para este tipo de aplicaciones, pues además de cubrir totalmente los requerimientos técnicos y estéticos del diseño, permiten ciertos niveles de semitransparencia que ayudan a aumentar la luminosidad del interior del edificio.

---

## INTEGRACIÓN EN CUBIERTAS

La situación del campo fotovoltaico en una cubierta es la más usual, ya que se suelen dar unas condiciones más favorables que en las fachadas:

- *Las inclinaciones habituales de las cubiertas están en el rango de máxima producción eléctrica anual (más planas en latitudes bajas y con más pendiente en latitudes más altas).*
- *La orientación de la cubierta inclinada no es tan decisiva a pequeñas inclinaciones como en el caso de las fachadas.*
- *En las cubiertas planas se puede situar el campo fotovoltaico en la orientación e inclinación más favorable, independientemente de la orientación del edificio.*
- *Las placas fotovoltaicas se pueden superponer al sistema de impermeabilización existente o, en algunos casos, podrían llegar a sustituirlo.*
- *No interfiere en el plan arquitectónico de los edificios, y mínimamente en su aspecto final.*

- **En edificios de nueva construcción ofrece posibilidades constructivas interesantes:**
  - Cubiertas semitransparentes para crear lucernarios.
  - Formación de lucernarios en diente de sierra.
  - Cubierta semitransparente de invernaderos adosados a viviendas.
  - Cubiertas inclinadas formadas totalmente por placas fotovoltaicas.

Para integrar el campo fotovoltaico en una cubierta, hay que tener en cuenta los criterios siguientes:

- **Consideraciones estructurales:** *La sobrecarga debida a un campo fotovoltaico es muy pequeña en relación a las sobrecargas que se tienen en cuenta en el cálculo de las cubiertas. No obstante, hay que tenerla en cuenta. Dependiendo del sistema utilizado como estructura de fijación, el peso que puede provocar el campo fotovoltaico estará en torno a 30 kg/m<sup>2</sup>.*
- **Sistemas de fijación:** *Existen algunos sistemas en el mercado que facilitan la fijación de la estructura soporte de las placas a la cubierta existente. En cubiertas planas, con el fin de no perforar la impermeabilización, a menudo se utilizan sistemas de fijación por gravedad, situando elementos pesados para estabilizar a las hileras de placas. Por último, tanto si van superpuestas sobre un tejado existente, pero sobre todo si van integradas, sustituyendo a las tejas u otro elemento de impermeabilización, hay que prever que tengan una correcta ventilación que impida el estancamiento de aire caliente bajo las placas. Un excesivo sobrecalentamiento de éstas reducirá fácilmente su eficiencia en un 10%.*

# DISEÑO DE LA CUBIERTA SOLAR FOTOVOLTAICA

## *Descripción general y situación actual del edificio*

El edificio objeto del estudio es un aula taller localizada dentro de las instalaciones del Instituto de Enseñanza Secundaria Francisco Salinas, situado en C/Julita Ramos, s/n, en Salamanca.

Al tratarse de un edificio dedicado a la docencia, se ha regulado su distribución en varias estancias, en función de la utilidad de cada una de ellas. Sus características constructivas se han incluido en la siguiente tabla:

Estancia	Superficie
Aulas de teoría. Dedicadas a la exposición de los contenidos de la materia (4).	120 m <sup>2</sup>
Aulas de práctica. Dedicadas al trabajo con máquinas herramientas (4).	400 m <sup>2</sup>
Almacenes. Dedicado al depósito de los materiales de trabajo del alumnado.	100 m <sup>2</sup>
Otras estancias.	130 m <sup>2</sup> .
<b>TOTAL</b>	<b>750 m<sup>2</sup></b>

Tabla 1. Distribución de las áreas de trabajo del aula taller.

En el **ANEXO Planos** del presente proyecto se adjuntan los planos del estado actual de edificio.

---

## CLIMATOLOGÍA DE LA PROVINCIA DE SALAMANCA

Ubicada en la zona central de España, Salamanca posee un clima muy extremo, es decir, en verano suelen ser temperaturas muy altas y los inviernos crudos y fríos. Durante el transcurso del verano veremos las mejores temperaturas los últimos días desde los meses de abril y principios de septiembre, logrando llegar a veces a los 40° y más todavía excepcionalmente, estando comprendidas las temperaturas normalmente entre 25°C y 35°C.

Las precipitaciones de la ciudad son mínimas, en cambio el sol, su contraparte, domina gran parte de las estaciones. En otoño y primavera notaremos una temperatura templada, ideal para ir a recorrer y visitar la ciudad. Desde noviembre veremos como hasta el mes de marzo la temperatura disminuye mucho y el frío se apodera de la ciudad. La temperatura en estas épocas oscila entre 5° C y 15° C.

En la tabla siguiente se muestran distintos datos climatológicos obtenidos de [1]:

Datos anuales		
Parámetro	Valor	Fecha
Radiación horizontal máxima	6,84 KW·h/m <sup>2</sup>	Julio
Radiación media anual	4,11 KW·h/m <sup>2</sup>	
Radiación horizontal acumulada	49,28 KW·h/m <sup>2</sup>	

Tabla 2. Datos anuales de radiación correspondientes a la provincia de Salamanca.

## COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN

### *Componentes del sistema fotovoltaico. Los paneles solares*

Los paneles solares son el elemento de generación eléctrica y se pueden disponer en serie y/o paralelo para obtener la tensión nominal requerida en cada caso. Estos paneles están formados por un número determinado de células que están protegidas por un vidrio, encapsuladas sobre un material plástico y todo el conjunto enmarcado con un perfil metálico.

El módulo solar propuesto es el modelo A-120 del fabricante ATERSA. Estos módulos están constituidos por células cuadradas fotovoltaicas de silicio monocristalino de 6 pulgadas. El uso de estas células evita los circuitos serie-paralelo con sus problemas inherentes, que utilizan otros fabricantes para la construcción de módulos de alta potencia. Este tipo de célula asegura una producción eléctrica que se extiende desde el amanecer hasta el atardecer, aprovechando toda la potencia útil posible que nos es suministrada por el sol.

La capa especial antirreflexiva incluida en el tratamiento de las células, asegura una uniformidad de color en todas las células, evitando coloreados diferentes dentro del módulo, mejorando de este modo sensiblemente la estética. La gran potencia de estos módulos hace que sean los más idóneos en grandes instalaciones, en las que el costo de interconexión y montaje es menor que si utilizamos más módulos de menor potencia.

Gracias a la robusta construcción mecánica con sólidos marcos laterales de aluminio anodizado, capaces de soportar el peso y dimensiones de estos módulos y siendo la parte frontal de vidrio templado antirreflector de bajo contenido en hierro, estos equipos cumplen con las estrictas normas de calidad a que son sometidos, soportando las inclemencias climáticas más duras y funcionando eficazmente sin interrupción durante su larga vida útil.

Si se quiere mejorar la temperatura de las células de los paneles, conviene situarlas en lugares que estén bien aireados, esta es una de las razones por las cuales la instalación se realiza en la cubierta del edificio.

El circuito solar está intercalado entre el frente de vidrio y una lámina dorsal de TEDLAR, absolutamente rodeado de EVA, asegurando de esta forma su total estanqueidad. Son de construcción sumamente robusta que garantiza una vida de más de 20 años aún en ambientes climatológicos adversos.

En la tabla siguiente se han incluido las características eléctricas y físicas más importantes de los módulos empleados en el estudio:

Características eléctricas y físicas	Valor
Número de células	36
Potencia (W)	120
Corriente en el punto de máxima potencia (A)	7,10
Tensión en el punto de máxima potencia (V)	16,9
Corriente de cortocircuito (A)	7,70
Tensión de circuito abierto (V)	21,0
Longitud (mm)	1477
Anchura (mm)	660
Espesor (mm)	35
Peso (Kg)	11,9

Tabla 3. Características técnicas del módulo A-120

## *Componentes del sistema fotovoltaico. El inversor*

El inversor es una pieza fundamental en la instalación eléctrica fotovoltaica, ya que permite la conversión de la energía generada por los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna.

El inversor propuesto es el modelo SOLARMAX 6000C del fabricante SPUTNIK y está especialmente indicado para las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red.

La gama de inversores SOLARMAX está diseñada específicamente para aplicaciones de conexión a red a partir de un generador fotovoltaico.

Su facilidad de utilización, nulo mantenimiento y bajo nivel sonoro los hace muy adecuados tanto en entornos domésticos como industriales.

El SOLARMAX dispone de un sistema de control que le permite un funcionamiento completamente automatizado. Durante los periodos nocturnos el inversor permanece parado vigilando los valores de tensión de la red y del generador fotovoltaico. Al amanecer, la tensión del generador aumenta, lo que pone en funcionamiento el inversor, que comienza a inyectar corriente en la red.

Están protegidos frente a situaciones como:

- *Fallo en la red eléctrica.*
- *Tensión de red fuera de rango.*
- *Frecuencia de red fuera de los límites de trabajo.*
- *Temperatura del inversor elevada.*
- *Tensión del generador fotovoltaico baja.*
- *Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente.*

Los inversores SOLARMAX pueden acoplarse en paralelo, conformando así un sistema abierto a posibles ampliaciones futuras.

A continuación se adjunta tabla con las principales características técnicas del inversor propuesto:

Características eléctricas y físicas	Valor
Voltaje máximo de entrada (V)	600
Rango MPP (V)	90...560
Máxima potencia de entrada (W <sub>p</sub> )	6600
Máxima tensión de entrada (A)	22
Potencia de salida (W)	4600
Factor de potencia	> 0,98
Máxima eficiencia	97%
Eficiencia media	96,2%
Rango de temperatura de trabajo	-20°C...+50°C
Índice de protección	IP54
Dimensiones (mm)	550 x 250 x 200
Peso (Kg)	15

Tabla 4. Características técnicas del inversor SOLARMAX 6000C



## *Componentes del sistema fotovoltaico. Estructura soporte*

Se considerarán dos alternativas para la instalación de los módulos solares: *integración arquitectónica* y *superposición arquitectónica*.

Se considera *integración arquitectónica* cuando los módulos cumplen una doble función – energética y arquitectónica – y además sustituyen elementos constructivos convencionales. Esta opción se tendría en cuenta en la fase de diseño del proyecto con objeto de diseñar la cubierta con el grado de inclinación óptimo.

Se considera *superposición arquitectónica* cuando la colocación de los módulos se realiza paralela a la envolvente del edificio, en este caso a la cubierta del edificio.

---

### **INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA**

Son bien conocidos los problemas que se presentan a la hora de equipar con paneles solares cualquier edificación. La colocación de paneles solares tiene la desventaja, además de su coste, de que si se lleva a cabo sobre una cubierta, el anclaje de los soportes puede ocasionar la pérdida de estanqueidad en algunos puntos. Sin olvidar el improbable buen resultado estético del conjunto y su gran dificultad de integración arquitectónica, aspecto clave en el desarrollo de este proyecto.

Además, dado que los paneles solares están realizados en materiales duraderos y están térmicamente bien aislados, se evidencia que un panel es un excelente elemento constructivo.

Con este planteamiento se utilizarán los paneles solares como elemento de cubierta, permitiendo de este modo el ahorro de los materiales de construcción convencionales que corresponden a la superficie ocupada por los paneles solares. Una de las ventajas de este sistema es que se reduce al máximo la inversión que representa una instalación solar.

La cubierta solar escogida es del fabricante *SOLECO* y está constituida por módulos independientes, de modo que puede adaptarse a las dimensiones del tejado. La

estanqueidad se ha resuelto por solape de todas las piezas entre si, tanto en el sentido longitudinal como en el transversal, prescindiendo de este modo de juntas aislantes de goma o masillas.

Las dos piezas que garantizan la estanqueidad de la cubierta son de poliéster-fibra de vidrio prensado, de gran resistencia y durabilidad. Una de ellas - pieza modular - forma la caja del panel y sobre ella se instalan los paneles fotovoltaicos sin marco. Las piezas modulares solapan entre si 10 cm en el sentido de la pendiente.

La instalación de una cubierta de este tipo sólo precisa de una estructura metálica o de madera como soporte del conjunto, que resulta muy ligero (35 Kg/m<sup>2</sup> aprox.). Las diversas piezas componentes del panel cubierta se ensamblan entre si para formar una superficie de captación solar con la única limitación de que las dimensiones sean múltiplos del módulo.

La pieza intermedia interviene únicamente como elemento de estanqueidad y su colocación se realiza simultáneamente a la de los demás componentes. Forma unos canales, en el sentido de la pendiente, de unos 8 cm de anchura y 4 cm de altura.

La cubierta solar se coloca sobre una estructura fijada en obra. A esta estructura se fijan los módulos mediante piezas de sujeción que se sujetan en las pestañas laterales del módulo y a la estructura.

Cada pieza intermedia tiene en uno de sus extremos un tope de forma triangular para aguantar, mediante la pieza de retención, cada panel solar. Así mismo se añadirán grapas para inmovilizar los paneles.

El diseño de este panel modular, cuyo montaje se realiza en obra, ofrece la posibilidad de cerrar un edificio mediante las piezas del panel cubierta y posteriormente, cuando convenga, equiparlo con los módulos fotovoltaicos.

A continuación se detallan las características físicas, térmicas y mecánicas de las piezas modular e intermedia.

Características	Valor / Descripción
<b>Material</b>	Poliéster – fibra de vidrio prensado. Tipo: SMC-30, en estado polimerizado.
<b>Contenido de vidrio</b>	30%
<b>Peso específico (g/cm<sup>3</sup>)</b>	1,85
<b>Absorción de agua (%)</b>	0,3
<b>Conductividad térmica (W °K<sup>-1</sup>·m<sup>-1</sup>)</b>	0,2
<b>Calor específico (cal·g<sup>-1</sup>·°C<sup>-1</sup>)</b>	0,3
<b>Resistencia a la llama</b>	Calor autoextinguible
<b>Resistencia a la flexión (N·mm<sup>-2</sup>)</b>	160
<b>Resistencia a la tracción (N·mm<sup>-2</sup>)</b>	8000
<b>Resistencia a la compresión (N·mm<sup>-2</sup>)</b>	140

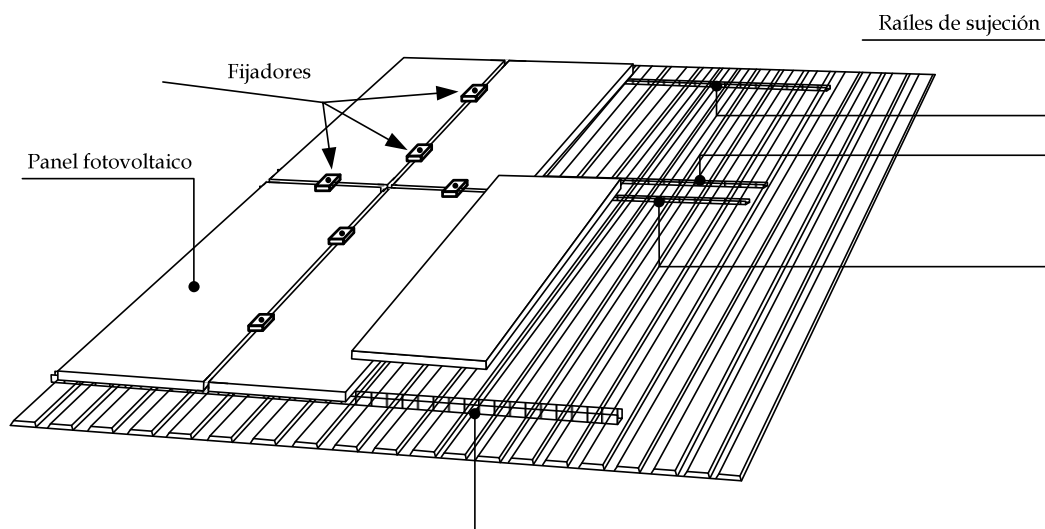
Tabla 5. Características de la cubierta SOLECO

---

## SUPERPOSICIÓN ARQUITECTÓNICA

Para este tipo de instalación se ha seleccionado la estructura universal para tejados inclinados SUNTOP II del fabricante AET.

El sistema está compuesto por unos perfiles modulares de alta flexibilidad de ajuste, un elemento de sujeción de los módulos fotovoltaicos, una escuadra de sujeción para el tejado y diferentes elementos de unión, tal y como se observa en la figura. Este sistema posee una gran capacidad de adaptación a cualquier tipo de módulo y garantiza un montaje rápido y sencillo.



**Ilustración 2. Estructura de soporte de SUNTOP II**

A continuación se adjuntan las características técnicas de la estructura propuesta:

Características	Descripción
Ubicación	Sobre tejado inclinado
Tipo de cubierta	Prácticamente en todos los tipos
Inclinación del tejado	<60°
Altura máxima del edificio (m)	20
Carga de nieve (KN·m <sup>-2</sup> )	1,4
Paneles fotovoltaicos	Con marco
Compensación de desnivel de cubierta (mm)	< 40
Distancia entre ganchos (mm)	< 2000
Norma	DIN 1055
Perfiles de apoyo	Acero inoxidable

Tabla 6. Características técnicas de la estructura SUNTOP II

## **DIMENSIONADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO**

En los siguientes apartados se detallan los aspectos que se han tenido en consideración para el dimensionado óptimo de la instalación fotovoltaica que nos ocupa. En cualquier caso, la cubierta no ha sido dimensionada en función de las necesidades energéticas del edificio, sino que ha estado condicionada a la superficie disponible y a criterios estéticos, arquitectónicos y de sostenibilidad.

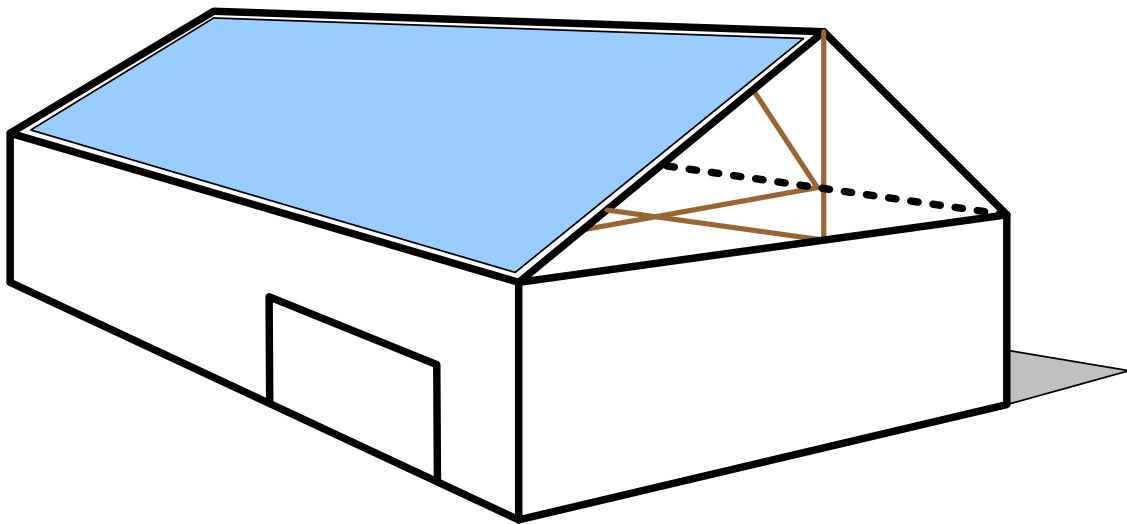
Es decir, no se pretende conseguir la autosuficiencia energética del edificio sino que se persigue el aprovechamiento óptimo de la cubierta con objeto de instalar el máximo número de generadores fotovoltaicos posibles. Se ha diseñado a modo de una minicentral eléctrica que vierte la energía producida a la red general.

Como regla general hay que decidir la disposición de los módulos fotovoltaicos respecto del sol, puesto que hay que instalarlos en un lugar donde se reciba la mayor cantidad de radiación solar posible. Esto nos lleva a tener en cuenta en el dimensionado de la instalación tres factores básicos: la orientación, la inclinación y las posibles sombras.

## *Alternativas de diseño*

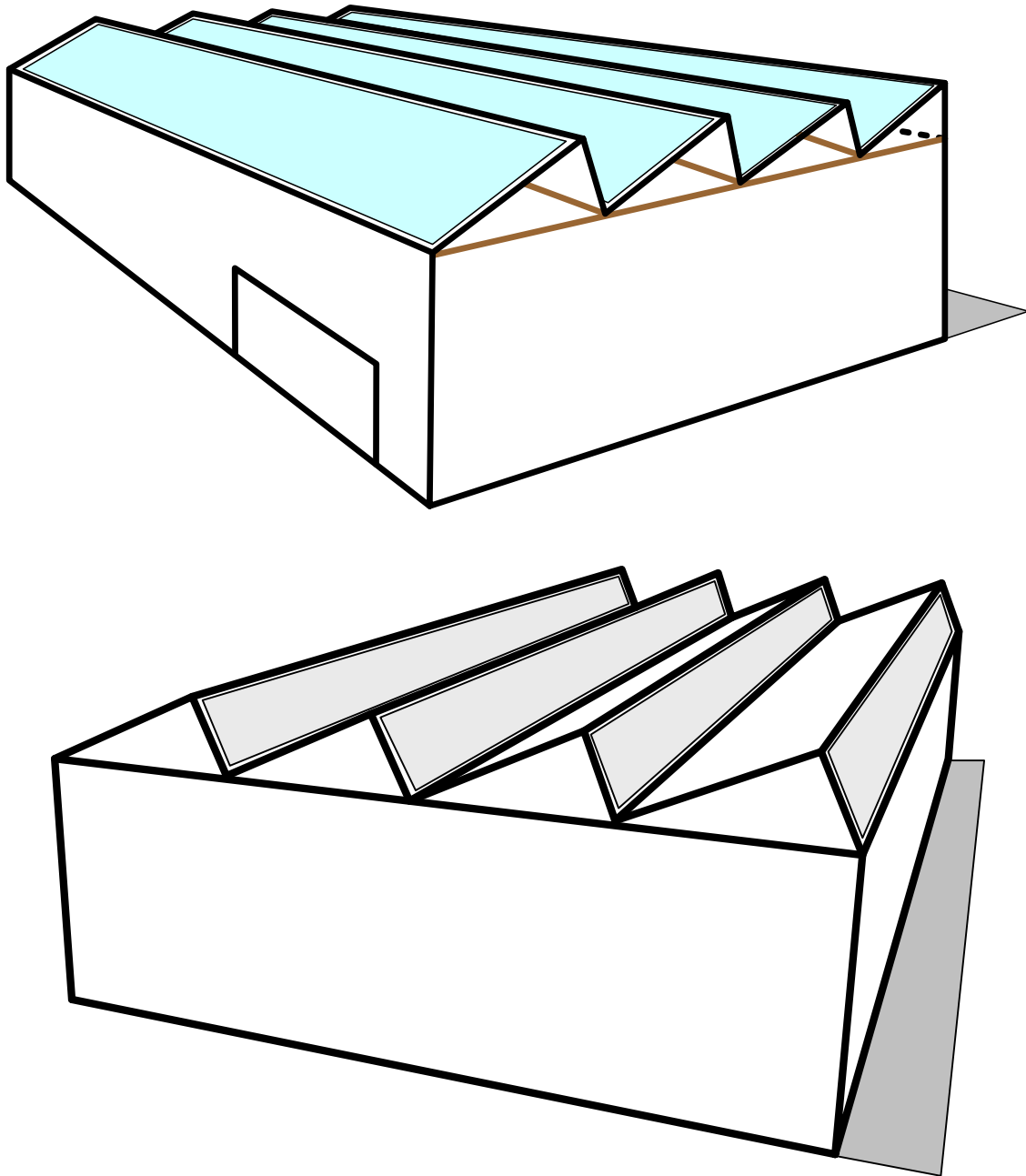
Para el diseño del tejado solar fotovoltaico se han tenido en consideración dos alternativas entre las muchas posibles, primando en cualquier caso los criterios arquitectónicos de integración de los módulos fotovoltaicos en la estructura del edificio, evitando de este modo el impacto visual.

- Alternativa A: Se trata de una cubierta de doble vertiente con módulos solares integrados en la vertiente sur.



**Ilustración 3. Representación de la cubierta solar sobre tejado de doble**

- Alternativa B: Cubierta estructurada en cuatro “dientes de sierra” con módulos solares fotovoltaicos integrados en la vertiente sur y lucernarios en la vertiente norte.



**Ilustración 4.** Representación de la cubierta en diente de sierra desde el sur (figura superior) y desde el norte (figura inferior), donde se aprecian los lucernarios.



## *Orientación*

La desviación del plano de captación solar respecto al sur supone una reducción en la energía que incidirá diariamente sobre éste, mayor cuanto más grande sea dicha desviación. Por este motivo los módulos fotovoltaicos se instalarán con orientación Sur en ambas alternativas de diseño, tal y como se observa en la figuras 8 y 9.

- Cubierta de doble vertiente. En este caso, los módulos se situarán sobre la superficie orientada hacia el sur.
- Cubierta en dientes de sierra. Aquí los paneles fotovoltaicos se instalarán sobre la vertiente sur de cada diente de sierra, mientras que las vertientes norte serán traslúcidas permitiendo la entrada de luz cenital en el interior del edificio.

## *Inclinación*

El ángulo de incidencia del rayo solar sobre la superficie captadora determina a su vez la densidad de rayos solares que entrarán dentro de una superficie determinada. Una superficie situada perpendicularmente a la trayectoria de la radiación solar recogerá más rayos solares que otra superficie de la misma dimensión con una inclinación distinta.

Como el sol tiene dos tipos de movimiento aparente sobre el horizonte, el recorrido azimutal y el de altura, el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre una superficie fija varía constantemente a lo largo del día, y de un día a otro.

Para el caso de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en los que los módulos solares están dispuestos a una inclinación fija a lo largo de todo el año, como es el caso que nos ocupa, el criterio a seguir para obtener una optimización global del sistema consiste en dar un grado de inclinación tal que permita recibir la mayor cantidad de energía en el cómputo global del año.

Para ello utilizaremos la tabla de radiación solar incidente sobre superficies inclinadas orientadas al sur para la provincia de Salamanca.

Ángulo	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
0	1,7	2,64	3,75	4,75	5,47	6,34	6,84	6,28	4,86	3,14	2,06	1,45	49,28
10	1,96	2,96	4,09	5,04	5,69	6,53	7,11	6,66	5,39	3,61	2,37	1,7	53,11
20	2,16	3,19	4,31	5,18	5,58	6,53	7,18	6,91	5,73	4,02	2,64	1,91	55,34
30	2,31	3,38	4,46	5,18	5,31	6,53	6,98	6,91	5,98	4,3	2,82	2,09	56,25
40	2,41	3,46	4,46	5,04	4,87	6,53	6,63	6,78	6,03	4,46	2,93	2,2	55,8
50	2,45	2,57	4,35	4,75	4,32	6,53	6,16	6,41	5,88	4,52	2,97	2,26	53,17
60	2,43	3,38	4,13	4,37	5,69	6,53	5,47	5,84	5,59	4,43	2,9	2,28	53,04
70	2,35	3,19	3,79	3,85	3,66	6,53	4,58	5,15	5,2	4,24	2,78	2,22	47,54
80	2,21	2,96	3,38	3,23	2,9	6,53	3,63	4,33	4,62	3,93	2,58	2,12	42,42
90	2,02	2,64	2,85	2,57	2,08	6,53	2,6	3,39	3,94	3,52	2,31	1,96	36,41

Tabla 7. Radiación solar media mensual incidente sobre superficies inclinadas orientadas al sur, en KW·h/m<sup>2</sup> día para la provincia de Salamanca (latitud 42°).

A partir de la tabla y la figura anterior podemos observar que para la latitud que nos ocupa, la inclinación que permite recibir mayor cantidad de energía es la de 30° sobre la horizontal, ya que es la óptima para la época de mayor disponibilidad solar del año, el verano. Por lo tanto, para ambas alternativas de diseño, el grado de inclinación de los paneles solares sobre la horizontal será de 30°.

Seguidamente, calcularemos la radiación media anual medida en un panel inclinado 30°:

$$G_{d(30^{\circ})} = 4,688 \frac{KW \cdot h}{m^2}$$

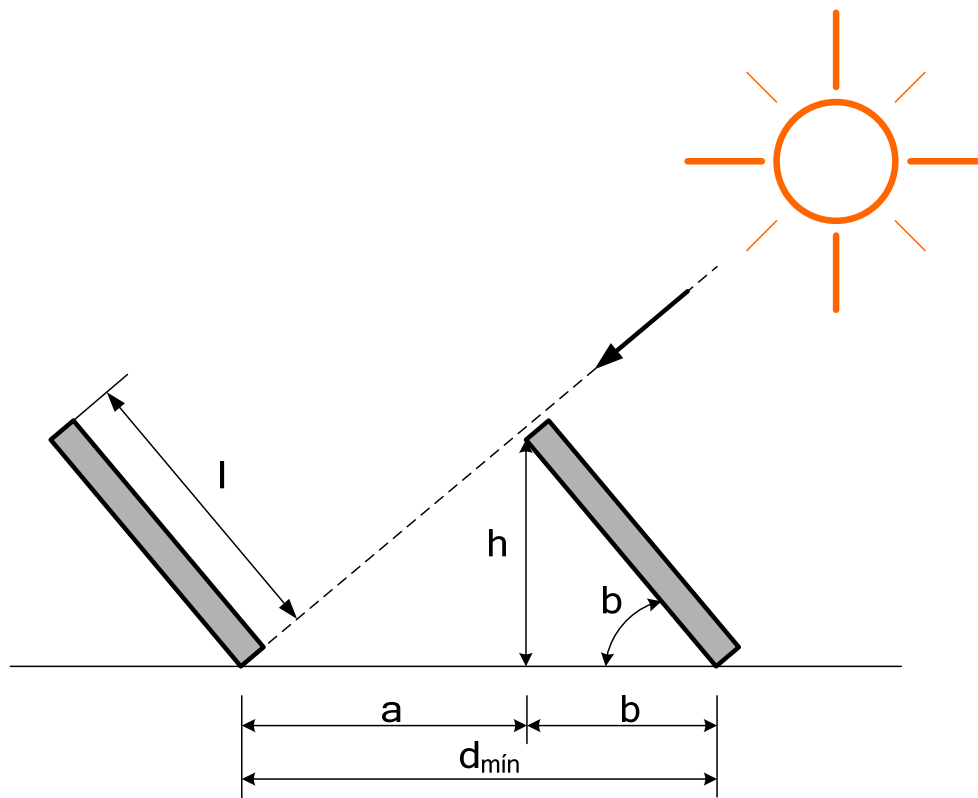
## *Cálculo de sombras y distancia entre paneles*

La presencia de objetos que lleguen a tapar una parte del recorrido solar respecto a un punto de captación solar, provocará la proyección de sombra sobre éste. Cuanto mayor sea el recorrido solar tapado por dicho objeto, menos energía podrá captar. En el día más desfavorable del periodo de utilización del sistema, los módulos solares no han de tener más del 5% de la superficie útil de captación cubierta por sombras. Resultaría inoperante si el 20% de la superficie de captación estuviese sombreada. En el caso que nos ocupa, no existen edificios más altos que el que servirá de apoyo al tejado solar, tampoco se observan montañas, árboles o cualquier otro obstáculo cercano.

- Cubierta de doble vertiente. En este caso, el estudio de sombras no es necesario ya que todos los paneles fotovoltaicos se situarán sobre el mismo plano y por tanto no proyectarán sombras unos sobre otros.
- Cubierta en diente de sierra. En este caso, se deberá diseñar de modo que no aparezcan sombras en los paneles. Para ello estos deberán instalarse a una distancia mínima que nos asegure la imposibilidad de proyección de sombras entre los mismos.

Lógicamente, la distancia mínima entre fila y fila está marcada por la latitud del lugar de la instalación, dado que el ángulo de incidencia solar varía también con este parámetro.

La separación entre filas de módulos fotovoltaicos se establece de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente, tal y como se observa en la figura siguiente:



**Ilustración 5. Distancia mínima entre filas consecutivas de paneles solares**

En instalaciones que se utilicen todo el año, como es el caso que nos ocupa, el día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre. En este día la altura solar es mínima y al mediodía solar tiene el valor siguiente

$$H = (90^\circ - \text{latitud}) - 23,5^\circ$$

De la figura anterior, se deduce que:

$$d_{min} = l \cdot \left( \cos \beta + \frac{\text{sen} \beta}{\text{tg} H} \right)$$

donde:

- $d_{min}$  es la distancia mínima entre módulos para evitar sombras, expresada en metros.
- $l$  es la longitud del módulo, incluidos el marco y el soporte correspondientes. En la tabla siguiente aparece reflejada la longitud total en función del número de módulos disponibles:

$L_1$ (1 módulo)	1,5m
$L_2$ (2 módulos)	3m
$L_3$ (3 módulos)	4,5m

- $H$  es la altura solar en el mediodía del mes más desfavorable. El día más desfavorable pertenece al invierno, siendo su altura solar:

$$H = (90^\circ - 42^\circ) - 23,5^\circ = 24,5^\circ$$

- $\beta$  es el grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal. Como hemos determinado anteriormente, tomaremos  $30^\circ$ .

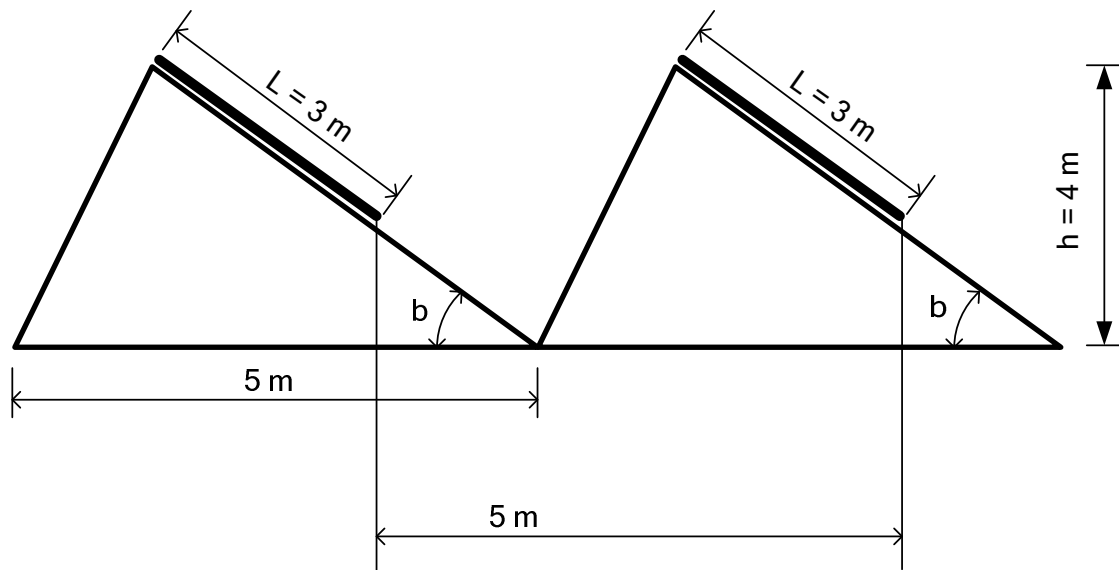
De esta forma, la separación entre los módulos será la siguiente:

$$d_{min1} = 1,5m \cdot \left( \cos 30^\circ + \frac{\text{sen} 30^\circ}{\text{tg} 24,5^\circ} \right) = 2,95m$$

$$d_{min2} = 3m \cdot \left( \cos 30^\circ + \frac{\sin 30^\circ}{\tan 24,5^\circ} \right) = 5,89m$$

$$d_{min3} = 4,5m \cdot \left( \cos 30^\circ + \frac{\sin 30^\circ}{\tan 24,5^\circ} \right) = 8,84m$$

Como podemos observar en los planos del edificio adjuntos en el Anexo Planos, los pilares de las fachadas transversales del edificio están dispuestos cada 5 metros, siendo el ancho de la planta del edificio de 20 metros en total, podremos estructurar la cubierta del edificio en un máximo de 4 dientes de sierra. Por esta razón, la separación máxima posible entre dos planos fotovoltaicos consecutivos es de 5 m, lo que obliga a disponer de un máximo de dos filas de módulos fotovoltaicos por cada diente de sierra de la cubierta, a fin de que las sombras no invadan la superficie de cada módulo y la generación de energía sea máxima.



**Ilustración 6. Esquema de la distribución de los paneles fotovoltaicos sobre los dientes de sierra.**

## Simulación informática

A continuación, se comprueban mediante la aplicación **FV-Expert** los resultados obtenidos en los apartados anteriores relativos al cálculo de la distancia de sombreado. Para ello, se siguen los pasos indicados a continuación:

<p>Accedemos a la aplicación FV-Expert, seleccionando a continuación la opción</p>  <p>del menú principal.</p>	
--	---

En la ventana correspondiente a Estudio de sombras (ver Figura), introducimos como datos de entrada la inclinación del panel (30°), el día más desfavorable (21 de diciembre) y la hora de mayor incidencia (12:00 h), obteniendo como resultado de la simulación una distancia mínima entre filas (Di) de 1,87

**Nota:** Como se cita en las instrucciones del programa, la distancia mínima entre filas se indica como un múltiplo de la longitud de la arista inclinada del panel, y es la distancia mínima que no provoca sombreado, por lo tanto, la distancia total se obtendrá multiplicando este valor por la longitud de la arista (1,477 m), dando un total de 2,76 m.

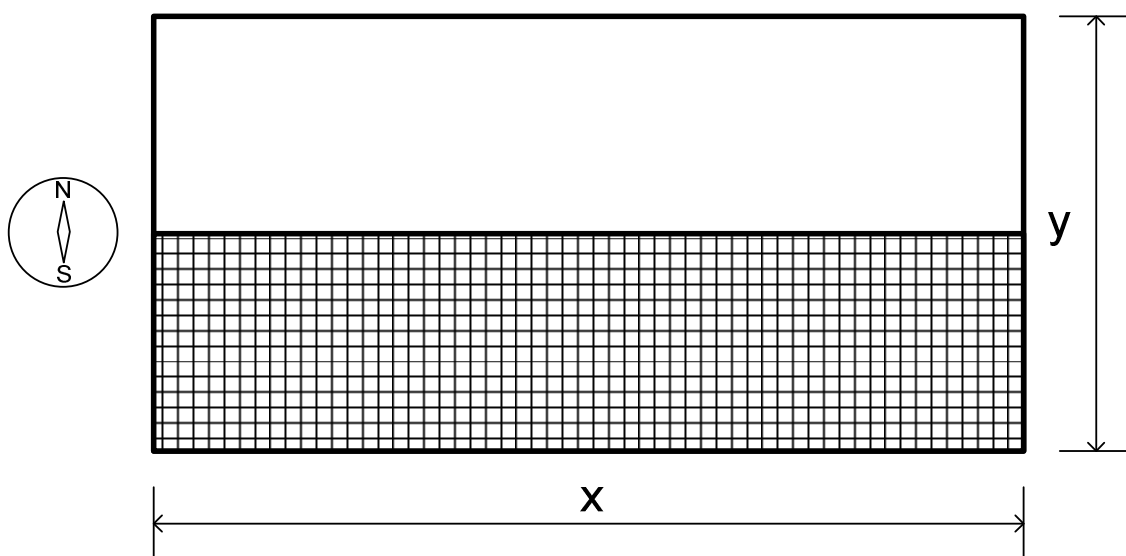


## *Cálculo del número total de paneles*

### Alternativa A: Diseño correspondiente a un tejado de doble vertiente

Partimos de la hipótesis de considerar el tejado inicial (sin inclinación), obteniendo como resultado final un nuevo tejado de doble vertiente mediante superposición arquitectónica o integración arquitectónica. En la figura siguiente se ha representado la construcción correspondiente a esta alternativa:

Para ello, en primer lugar calcularemos la superficie máxima de la que se dispone para la instalación de los paneles solares. En las figuras siguientes se representa la planta de la cubierta del edificio y su alzado; en ellas podemos observar que las placas solares se emplazan sobre la vertiente sur.



**Ilustración 7. Planta de la cubierta en el diseño de doble vertiente.**

donde:

- **x:** longitud de la planta del edificio.  $x = 37,5$  m
- **y:** anchura de la planta del edificio.  $y = 20$  m.

En la figura siguiente se ha representado el alzado de la cubierta:

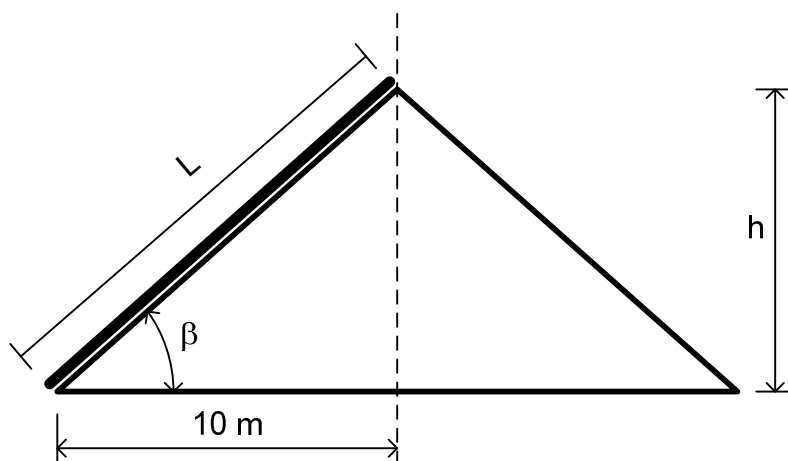


Ilustración 8. Esquema del alzado de la cubierta

donde:

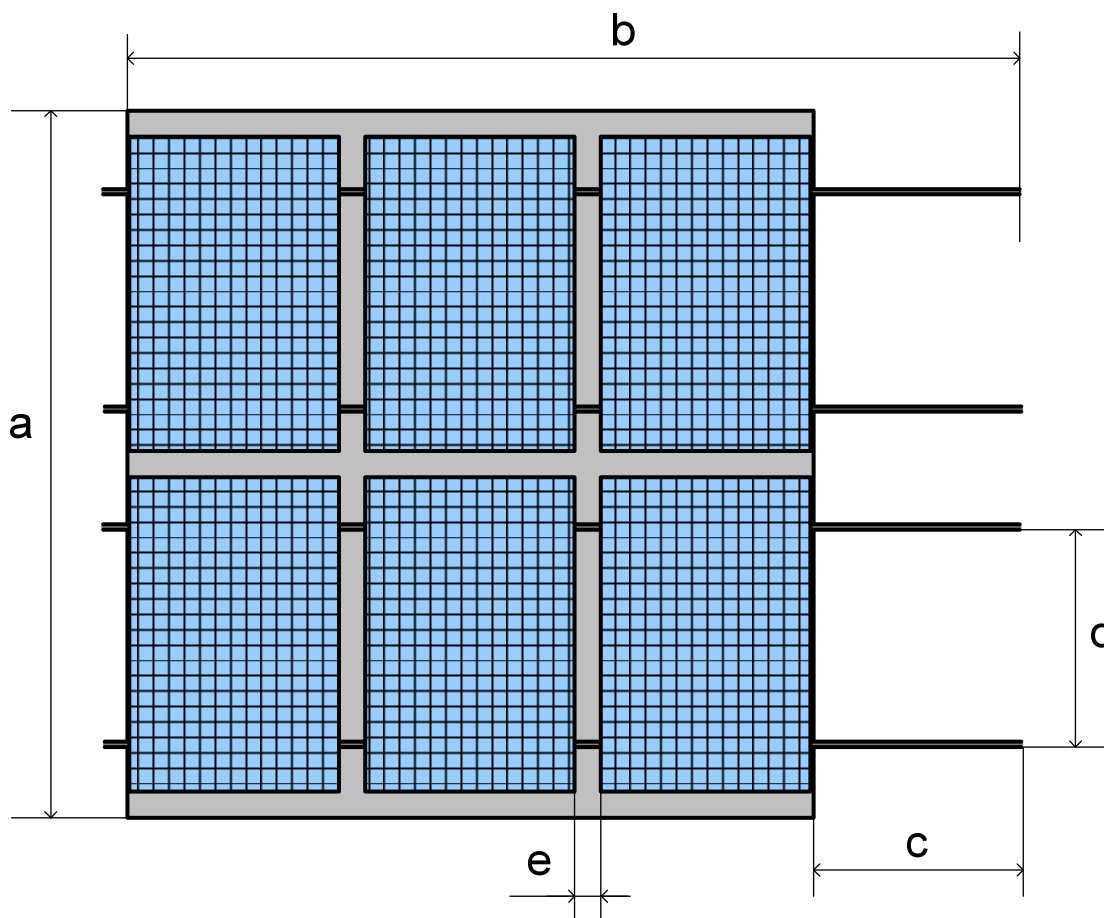
$$L = \frac{10}{\cos \beta} = \frac{10}{\cos 30^\circ} = 11,57m$$

$$h = L \cdot \text{sen} \beta = 11,57m \cdot \text{sen} 30^\circ = 5,78m$$

En la figura siguiente se observa el esquema de disposición de los paneles sobre la cubierta, a partir de la cual se calculará el número máximo de paneles a instalar considerando las dos alternativas de colocación posibles que se han indicado:

- **Superposición arquitectónica.** Se empleará la estructura soporte SUNTOP II de AET.
- **Integración arquitectónica.** Se empleará la cubierta solar modular SOLECO.

La diferencia entre ambas estructuras radica en la distancia horizontal entre los módulos, la cual es mayor en el caso de la integración arquitectónica, según se muestra a continuación:



**Ilustración 9. Esquema de disposición de paneles solares sobre la cubierta**

En esta figura, los valores correspondientes a cada parámetro se indican a continuación:

- |                      |  |                     |
|----------------------|--|---------------------|
| <b>a</b>             | Número de módulos verticales x Altura de cada módulo.      | $a = 11,57\text{m}$ |
| <b>b</b>             | Número de módulos horizontales x (Anchura del módulo + e). | $b = 37,5\text{m}$  |
| <b>e</b>             | Distancia entre los módulos.                               |                     |
| <b>e<sub>1</sub></b> | Estructura soporte SUNTOP II.                              | $e_1 = 17\text{mm}$ |
| <b>e<sub>2</sub></b> | Cubierta modular integrada.                                | $e_2 = 80\text{mm}$ |

Con estos valores a priori, podemos obtener el número máximo de módulos verticales y horizontales que se pueden disponer en la cubierta, tanto en el caso de la estructura soporte como de la cubierta modular integrada:

$$N^{\circ}_{mv} = \frac{a}{h_{\text{módulo}}} = \frac{11,57m}{1,476m} = 7,8 \rightarrow 7 \text{ paneles verticales}$$

$$N^{\circ}_{mh \text{ SUNTOP}} = \frac{b}{\text{anchura}_{\text{módulo}} + e_1} = \frac{37,5m}{0,66m + 0,017m} = 55,4 \rightarrow 55 \text{ paneles horizontales}$$

$$N^{\circ}_{mh \text{ Cubierta modular}} = \frac{b}{\text{anchura}_{\text{módulo}} + e_2} = \frac{37,5m}{0,66m + 0,08m} = 50,7 \rightarrow 50 \text{ paneles horizontales}$$

Por lo tanto, si recopilamos los datos, tenemos:

- **Solución 1. Superposición arquitectónica.** Mediante estructura soporte SUNTOP II de AET, se podrían instalar un número máximo de:

$$N_T = N_{pv} \cdot N_{ph} = 7 \cdot 55 = 385 \text{ paneles}$$

- **Solución 2. Integración arquitectónica.** Mediante las cubiertas solares SOLECO, el número máximo de paneles a instalar sería:

$$N_V = N_{pv} \cdot N_{ph} = 7 \cdot 50 = 350 \text{ paneles}$$

### Alternativa B: Tejado en “diente de sierra”

En las figuras siguientes se han representado las cubiertas en dientes de sierra según la fachada sur y la fachada norte, respectivamente.

De lo expuesto en el apartado “Cálculo de sombras y distancia entre paneles” se puede deducir que el número de dientes de sierra disponibles es de cuatro, ya que la distancia mínima entre dientes es de 5 metros y la anchura total de la superficie fotovoltaica alcanza los 20 m.

En cada uno de estos dientes de sierra se dispondrá de dos series de módulos fotovoltaicos por cada plano de la cubierta orientado al sur, a fin de evitar al máximo los efectos perjudiciales de las proyecciones de sombras entre las distintas filas; de este modo, dispondremos 8 filas de módulos fotovoltaicos.

Dado que horizontalmente el número de paneles fotovoltaicos que se pueden colocar es idéntico al obtenido en la alternativa anterior, se puede concluir que el número máximo de paneles solares fotovoltaicos sería:

$$N_p = 2 \frac{\text{series}}{\text{diente}} \cdot 4 \text{dientes} \cdot 55 \frac{\text{paneles}}{\text{serie}} = 440 \text{paneles}$$

Por lo tanto, en principio, tomaríamos esta alternativa como la más adecuada energéticamente, aunque como comprobaremos más adelante, el número de paneles total se ajustará para cumplir con los requisitos eléctricos fijados por el modelo de inversor seleccionado.

## CONEXIONADO A LA RED ELÉCTRICA

Como se ha comentado en apartados anteriores, la finalidad de la instalación no consiste en la autosuficiencia energética del edificio, sino que se pretende alcanzar una situación de optimización energética de la instalación. Por tanto, a partir de este apartado se tendrá en consideración únicamente la alternativa de diseño que nos permite la instalación del número máximo de paneles fotovoltaicos, es decir, la alternativa de **en diente de sierra**, con objeto de valorar la máxima producción energética posible para esta instalación.

Tal y como se ha calculado en el apartado anterior, el número máximo de paneles admisible para esta configuración es de 440 paneles; sin embargo, por motivos de conectividad a la red eléctrica trifásica externa, el número de inversores que se utilice en la instalación debe ser un múltiplo de 3, y dado que existe una relación directa entre el número de módulos que se conectan a cada inversor y la tensión y la corriente admisibles a la entrada por cada inversor, la cantidad final de módulos se modificará para ajustarla a este requerimiento, como se indica en el apartado siguiente.

Los paneles empleados en la conexión son módulos A-120 de Atersa, cuyas características aparecen indicadas en la figura siguiente:



Ilustración 10. Imagen del panel de A-120 de Atersa utilizado en el ejercicio.

Característica Eléctrica / Física	Descripción
Nº de Células	36 de 6"
Potencia	120 W
Corriente en unto de máxima potencia:	7,10 A
Tensión en punto de máxima potencia:	16,9 V
Corriente de Cortocircuito:	7,70 A
Tensión de circuito abierto:	21,0 V
Longitud:	1477 mm
Anchura:	660 mm
Espesor	35 mm
Peso:	11,9 kg

Parámetros físicos y eléctricos del generador fotovoltaico utilizado en el ejercicio.

## *Dimensionado de los inversores*

Como se mostrará en este apartado, se va a optar por utilizar una configuración en configuración basada en agrupamientos de inversores. SolarMax 6000C, cuya elección se basa en la conveniencia de establecer como requisito constructivo asociar los paneles en varias ramas en paralelo que permitan, por una parte, amortiguar posibles problemas de sombreado y, como consecuencia, de interrupción de la corriente generada; y, como consecuencia de esto, utilizar inversores de potencia más reducida. A continuación se muestran las características eléctricas y físicas del inversor propuesto:

Características eléctricas y físicas	Descripción
Voltaje máximo de entrada	600 V
Máxima potencia de entrada	6600 W <sub>p</sub>
Máxima tensión de entrada	22 A
Potencia de salida	4600 W
Factor de potencia	> 0,98
Máxima eficiencia	97 %
Eficiencia media	96,2 %
Temperatura de trabajo	-20 °C ... +50 °C
Índice de protección	IP54
Dimensiones	550 x 250 x 200 mm
Peso	15 Kg

**Tabla 8. Características técnicas del inversor SOLARMAX 6000C**

Para dimensionar los inversores necesarios se van a utilizar los métodos analítico y de simulación informática, como se indica a continuación:

---

## MÉTODO ANALÍTICO

En primer lugar determinamos la potencia de pico que la instalación sería capaz de entregar en función del número de paneles disponibles, calculado anteriormente, y de la potencia de cada uno de dichos paneles.

Para poder obtener la línea trifásica alterna equilibrada, el número total de inversores tiene que ser múltiplo de tres, de manera que cada 3 inversores alimenten una fase de la red. Asimismo, debemos conectar un grupo de módulos con un número de inversores múltiplo de tres, de modo que:

$$N_{inv} \cdot N_s \leq 440 \text{módulos}$$

Con los condicionantes expuestos hasta ahora, existen varias combinaciones posibles de inversores y de módulos que cumplan el criterio anterior, por lo que acotaremos más considerando otro criterio constructivo que permita que ninguno de las fases se quede descompensada en caso de que fallara la asociación de paneles correspondiente. Para ello, podríamos asignar más de un inversor a cada rama. El múltiplo de tres inmediatamente inferior a 440 es 432, por lo que, si conectamos un total de 48 módulos a cada inversor, resulta:

$$N_{inv} \cdot N_s = 432 \text{módulos} \rightarrow N_{inv} = \frac{432 \text{módulos}}{48 \text{módulos}} = 9 \text{inversores}$$

En este punto vamos a determinar cómo distribuir estos 48 módulos, calculando el número de ramas en paralelo a conectar y el número de módulos serie que se conectarán en cada rama y sabiendo que cada una de estas ramas se conecta a un inversor, de manera que:

$$V_{inv} = N_s \cdot V_p$$



siendo:

- $N_s$  el número de módulos conectados en serie.
- $V_p$  la tensión máxima que puede proporcionar un panel.
- $V_{inv}$  la tensión de trabajo del inversor.

A continuación debemos establecer la máxima potencia que el inversor puede recibir del campo fotovoltaico, lo que permitirá deducir el valor máximo de la corriente de entrada:

$$I_{dc} = \frac{P_{inv}}{V_{inv}}$$

donde:

- $I_{dc}$  es la intensidad de entrada del inversor.
- $P_{inv}$  es la potencia de entrada del inversor.
- $V_{inv}$  es la tensión de entrada del inversor.

Seguidamente, debemos establecer un criterio que permita conocer el número máximo de ramas en paralelo que se conectarán a cada inversor, respetando para ello el valor de la corriente máxima de entrada de cada inversor, según la expresión anterior:

$$N_p = \frac{I_{dc}}{I_m}$$

donde:

- $N_p$  es el número de módulos conectados en paralelo.
- $I_{dc}$  es la intensidad de entrada al inversor.
- $I_m$  es la intensidad máxima que proporciona un módulo fotovoltaico.

Si resolvemos el sistema de ecuaciones formado por las expresiones anteriores

obtendremos un sistema cuyos parámetros son:

$$V_{inv} = 270V$$

$$I_{dc} = 24,4A$$

$$N_p = 3,4ramas \cong 3ramas$$

Cuando se conectan tres ramas de módulos en paralelo, la corriente de entrada de cada inversor sería:

$$I_{inv} = N_p \cdot I_m = 3 \cdot 7,1A = 21,3A$$

este valor es, como podemos observar en la hoja de características del inversor SOLARMAX 6000C, inferior a la corriente de entrada (22 A), por lo que dicho componente de la instalación trabajaría dentro de su margen correcto de funcionamiento.

Al tratarse de una instalación eléctrica de más de 5 kW es necesario hacer la conexión a la red de la empresa suministradora de forma trifásica, optando por instalar 9 inversores monofásicos, que entregarán una potencia de 5,8 kWp cada uno, asociándose después en una configuración de tres inversores, uno por fase, tal como establece el artículo 9 del Real Decreto 1663 de 29 de septiembre de 2000.

$$P_{inst} = I_{inst} \cdot V_{inv} = 21,3A \cdot 270V = 5,8KW$$

En el dimensionado de instalaciones conectadas a la red la relación entre la demanda de energía del usuario y el aporte solar no es un factor determinante, ya que toda la energía eléctrica que se demanda es suministrada desde la red eléctrica convencional de distribución, a la cual se volcará toda la energía proporcionada por la instalación solar. Por lo tanto, se entiende que el criterio de dimensionado varía, calculándose la potencia del campo generador de acuerdo con la potencia que el usuario pretenda volcar a la red, siendo en este caso de:

$$P_{red} = N_{total} \cdot P_m = 432 \text{ paneles} \cdot V_{mpp} \cdot I_{mpp} = 432 \cdot 16,9V \cdot 7,1A = 52KW_p$$

Para resolver este apartado, se va a seguir un procedimiento de dimensionado dividido en tres partes fundamentales:

- Tomar como punto de partida el resultado de la máxima potencia que el inversor podrá admitir a la entrada, es decir, 52 KW<sub>p</sub>.

1. **Tensión de entrada máxima.** Se considera que esta es la tensión que, como máximo, deben suministrar los paneles fotovoltaicos conectados a la entrada. Se va a dimensionar el número de inversores considerando la máxima tensión de entrada de un inversor comercial, que está en torno a 900 V. De este modo, cada una de las agrupaciones de paneles tendrá una tensión a la salida que no supere este valor de entrada en un inversor. Para ello, podemos dividir todo el conjunto en 9 bloques, asignando a cada uno de ellos un inversor:

2. **Potencia de instalación fotovoltaica máxima:** 52 KW<sub>p</sub>. Esta potencia viene determinada por las condiciones de la instalación.

**Corriente de entrada máxima.** Se considera como la máxima corriente que puede recibir en la entrada el inversor y que coincidirá con la máxima corriente que podrá entregar a la salida la disposición de paneles fotovoltaicos según la agrupación anterior. Este resultado lo obtenemos multiplicando el valor de la corriente suministrada por cada rama por el número de ramas de paneles fotovoltaicos conectados en paralelo (N<sub>p</sub>).

3. **Rango de tensión MPP:** 90 – 560 V<sub>DC</sub>. Será el margen de tensiones en la cual el inversor buscará el punto de máxima potencia. Se puede emplear para determinar el número mínimo y máximo de paneles que, conectados en serie, conforman el campo (es decir, para limitar N<sub>s</sub>). Mediante el uso de este dato se va a proteger el inversor en el punto de máxima potencia (MPP).

4. **Potencia máxima vertida a la red por cada fase.** Este valor se determina a partir de la potencia máxima que puede entregar un solo inversor a la salida y del número de inversores conectados a cada fase, en este caso, 3. A partir de los datos ofrecidos en la tabla siguiente, se puede apreciar que la potencia máxima de salida de un inversor asciende a 30 KW, de modo que a cada fase se inyectará una potencia total de:

$$P_{fase} = N_{inv} \cdot P_{mpp} = 3 \cdot 21,3A \cdot 270V = 17,25KW$$

En el apartado siguiente se ha representado la disposición de inversores utilizada en el dimensionado.

### Características de la interconexión

La interconexión entre el bloque de generación y la red se efectuará por medio de un interruptor automático sobre el que actuarán los equipos de protección y de maniobra. La interconexión está formada por las siguientes etapas:

- **Circuito de potencia:** En el esquema unifilar adjuntado a continuación se definen los elementos que configuran el circuito de potencia de la interconexión.
- **Protecciones:** Las protecciones eléctricas tienen como objetivo asegurar la protección de las personas y cosas, así como mantener el nivel de calidad del servicio de la red. Para ello se dispondrán un conjunto de elementos destinados a tal fin que actuarán sobre el interruptor de interconexión. Tanto la instalación como la utilización de las protecciones de conexión, se realizan de acuerdo a la normativa vigente y a las normas particulares establecidas por la compañía suministradora. Con las protecciones se podrán proteger las instalaciones propias y las de la compañía suministradora. También se podrá aislar la instalación en caso de avería interna. Las protecciones a instalar son las que se

recogen en el esquema unifilar de la figura

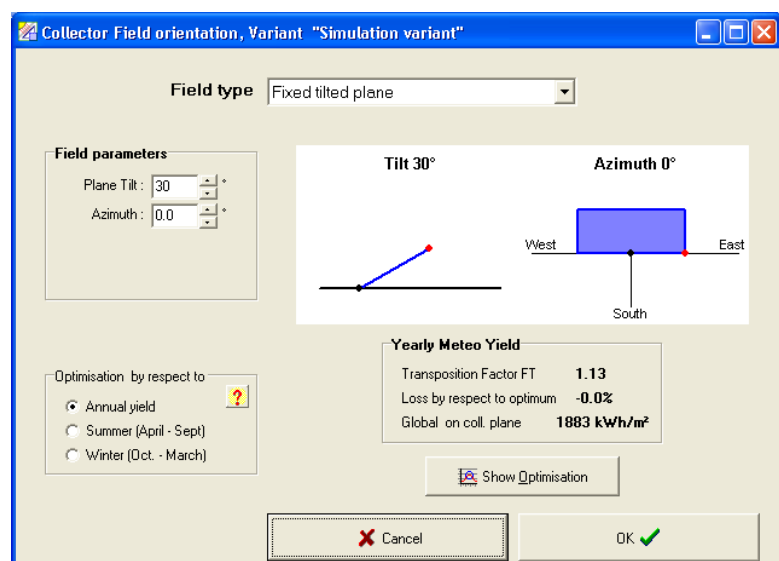
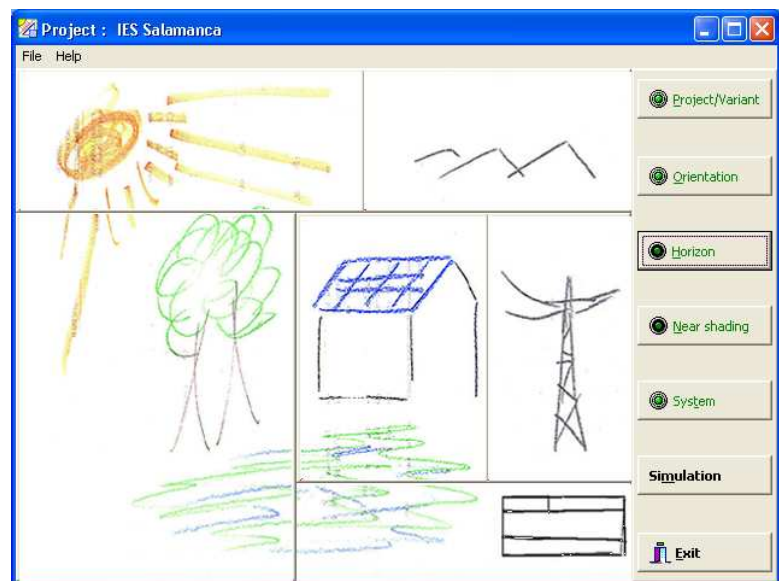
- **Medida:** Finalmente se instalará un contador de medida de la energía generada (venta) y otro para la medida de la energía importada de la compañía eléctrica (compra).

## SIMULACIÓN INFORMÁTICA

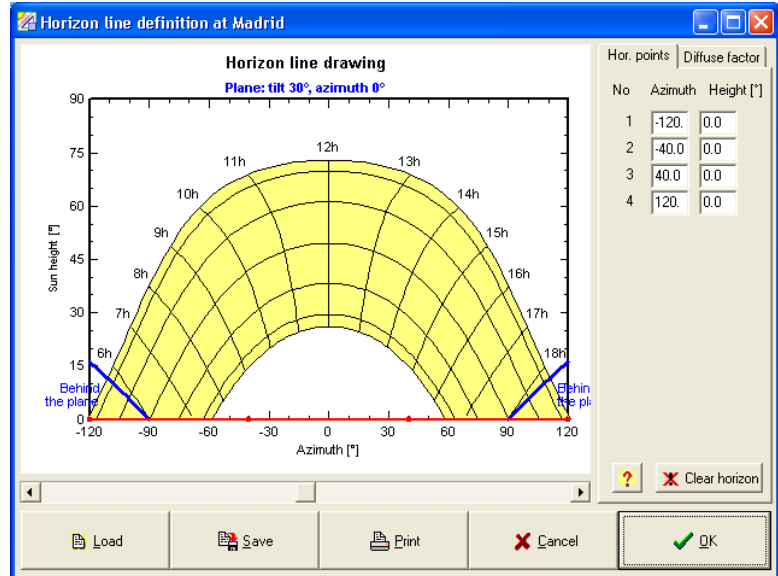
Se ha estudiado la mejor forma de interconectar todos los paneles en la configuración propuesta siguiendo las indicaciones del fabricante de los inversores mediante la utilización de la aplicación informática PVSYST, en su versión de pruebas.

A continuación se exponen los pasos realizados para llevar a cabo la simulación del sistema con esta aplicación:

Accedemos a la aplicación PVSYST, definiendo un nuevo proyecto con los parámetros que se muestran.



En las ventanas que se muestra a la derecha, se debe definir la línea de horizonte y el sombreado de la instalación. Como se ha comentado en los apartados de cálculo correspondientes a la instalación en diente de sierra, en el diseño ha primado la ausencia de obstáculos que impidieran un aprovechamiento de la superficie total de la instalación de paneles.



Defined Fields and shading obstacles			
Active area	PV array	Fields tilt	Shadings
421 m²		30°	0 m²
Field azimuth		0°	Undefined

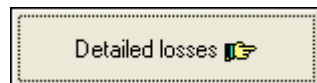
Introducimos aquí la potencia de pico calculada anteriormente para la instalación:

**Planned power = 52 KWp.**

En esta misma ventana seleccionamos el inversor SOLARMAX 6000C y los módulos fotovoltaicos ATERSA A-120 PS.

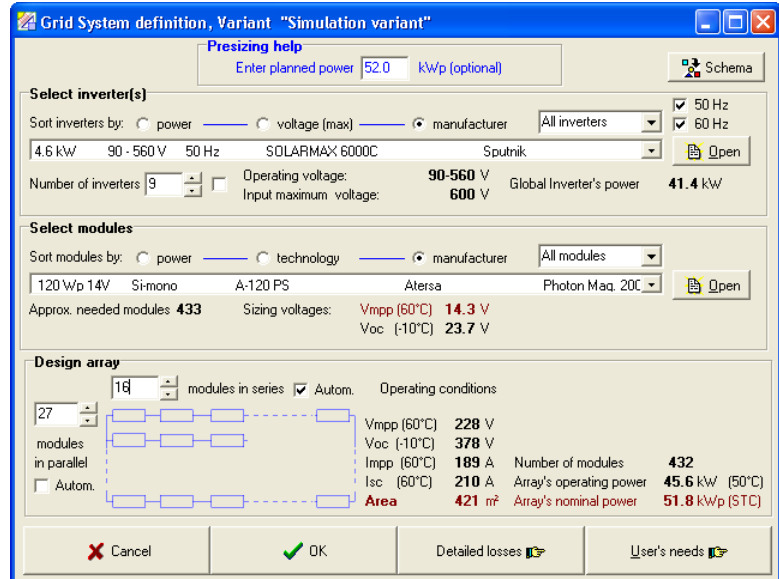
Podemos comprobar que el número adecuado de inversores es efectivamente de 9 y que la cantidad de paneles disponible es de 433 aproximadamente.

Si pulsamos el botón

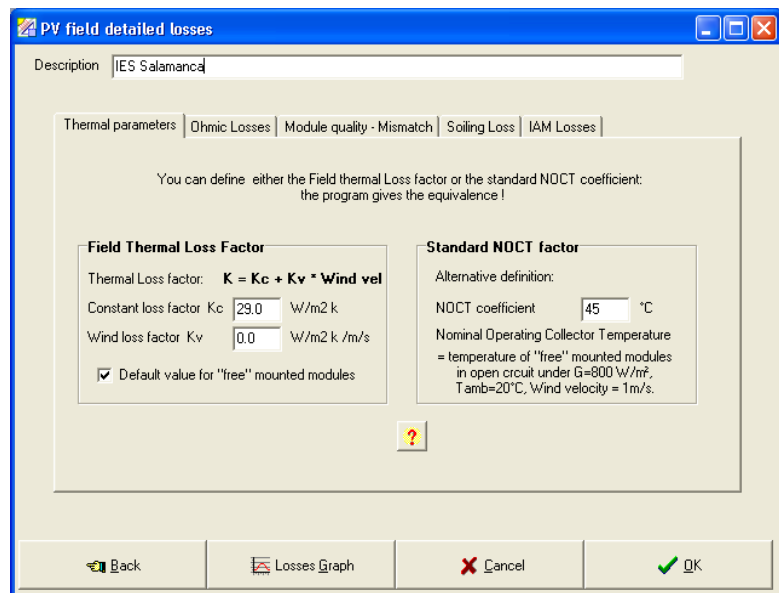


podremos acceder a un análisis detallado de las pérdidas de la instalación.

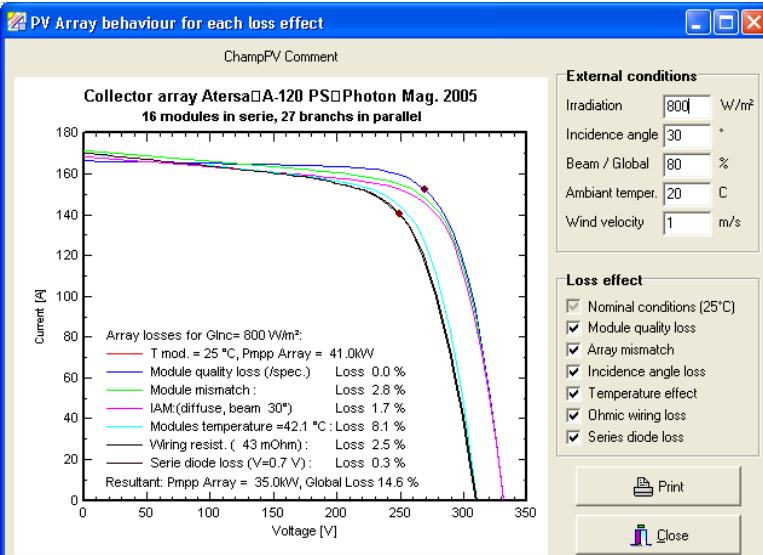
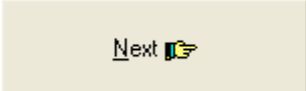
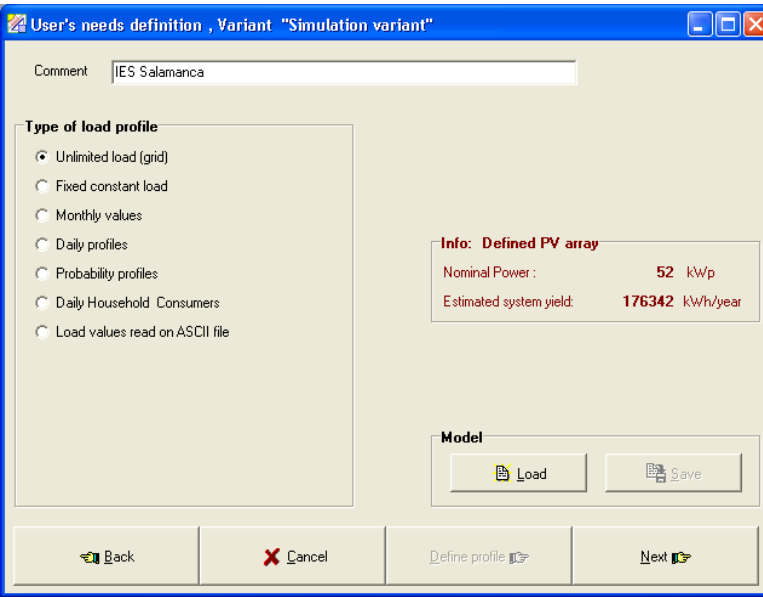
En la figura inferior podemos observar las gráficas correspondientes a las pérdidas debidas a los distintos efectos.



**Ilustración 11. Definición del sistema**





	
<p>Pulsando el botón</p>  <p>accederemos a una ventana en la cual se define el tipo de carga a la que se conecta la red de captadores, que en este caso será la red eléctrica exterior.</p>	

Una vez que todos los parámetros del sistema han sido definidos, procedemos a realizar la simulación del mismo, pulsando para ello el botón

A rectangular button with a light beige background and a thin black border. The word "Simulation" is written in a bold, black, sans-serif font, centered on the button.

Se va a realizar una simulación con arreglo a los parámetros que se indican en la figura, dado que el programa en su versión de demostración no permite superar los límites establecidos en las fechas.

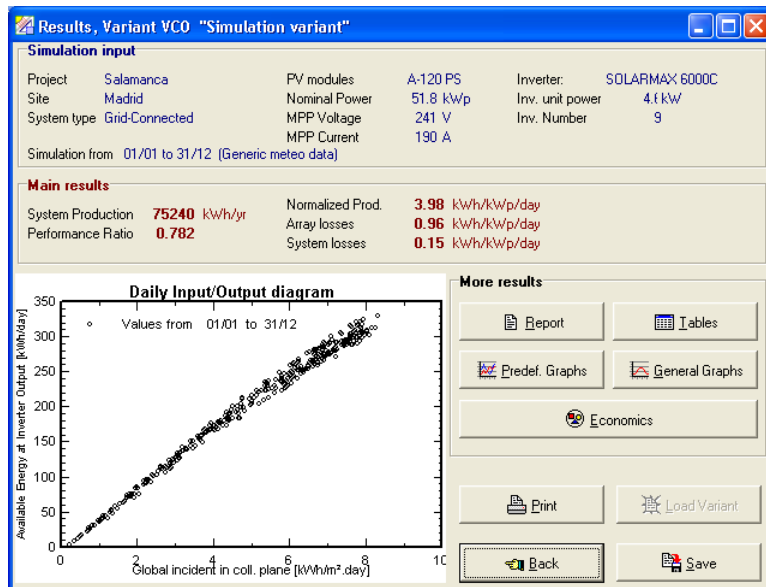
A screenshot of a software window titled "Project : Salamanca". The window has a blue title bar with standard Windows controls. Below the title bar is a menu bar with "File" and "Help". The main area is divided into several sections. On the left, there's a large area with hand-drawn sketches: a sun with rays, a tree, a house with solar panels, and a power line tower. On the right, there's a vertical sidebar with several buttons: "Project/Variant", "Orientation", "Horizon", "Near shading", "System", "Simulation", and "Exit". The "Simulation" button is highlighted with a green border.

A screenshot of a software window titled "Simulation, Variant 'Simulation variant'". The window has a blue title bar with standard Windows controls. Below the title bar is a menu bar with "File" and "Help". The main area is divided into several sections. At the top, there's a "Simulation input" section with a "Variant" dropdown set to "Simulation variant". Below this is a table with simulation parameters. To the left of the table is a "Preliminary definitions" section with a link to "Optional further definitions. For refined data analysis only." and three buttons: "Hourly accumulations", "Special Graphs", and "Output File". To the right of the table is a "Simulation dates" section with "From" and "to" date pickers and checkboxes for "Beginning" and "End meteo". At the bottom, there are three buttons: "Back to param", "Simulation" (with a green checkmark), and "Results".

A screenshot of a software window titled "Hourly Simulation Progress". The window has a blue title bar with standard Windows controls. Below the title bar is a menu bar with "File" and "Help". The main area is divided into several sections. At the top, there's a "Status" section with a progress bar and the text "Simulation ended successfully". Below this is a "Display" section with three radio buttons: "Hourly Values", "Daily Values" (selected), and "Monthly Values". To the left of the "Display" section is a table with "Attenuation factors for Diffuse". Below the table is a "Display daily values" section with a "Simulation 31/12/90" label and a table of simulation results. At the bottom, there are two buttons: "Continue" and "OK" (with a green checkmark).

A continuación se muestran los resultados obtenidos en forma de ventanas y de tablas.

En la figura 10 se muestra el resultado del cálculo de la producción anual de energía eléctrica, que suma **77951,81 KW·h/año**. Este valor es muy aproximado al obtenido en la simulación (75240 KW·h/año).



En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos en la simulación a radiación global incidente y horizontal, a la energía generada por cada rama y a la energía entregada por el inversor a la red, así como la eficiencia correspondiente a cada uno de los dos. Estos valores son similares a los calculados en la Tabla 10.

Simulation variant : Simulation variant								
Close Print Export Help								
Simulation variant								
Balances and main results								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	EOutInv	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	66.0	5.50	103.3	100.2	4602	4437	10.59	10.21
February	77.0	7.00	102.9	99.8	4498	4333	10.39	10.01
March	141.0	9.30	174.6	169.6	7633	7364	10.39	10.02
April	153.0	11.60	161.4	156.4	6928	6678	10.20	9.83
May	204.0	15.50	199.8	193.8	8406	8106	10.00	9.64
June	223.0	20.40	208.8	202.3	8544	8241	9.73	9.38
July	230.0	24.30	219.4	212.7	8749	8437	9.47	9.14
August	201.0	23.80	208.1	202.1	8403	8108	9.59	9.26
September	150.0	20.30	175.0	169.8	7200	6945	9.78	9.43
October	105.0	14.50	135.2	131.3	5787	5584	10.17	9.81
November	64.0	8.90	92.6	89.7	4018	3868	10.31	9.92
December	49.0	5.90	74.4	72.1	3263	3139	10.42	10.02
Year	1663.0	13.96	1855.5	1799.9	78031	75240	9.99	9.64

En la tabla siguiente se ha incluido información sobre las pérdidas producidas en el inversor. Podemos observar que la eficiencia media del mismo es superior al 96%, como se puede comprobar en la Tabla 8, sumando sus pérdidas a lo largo del año menos de **3000 KW·h**.

Simulation variant : Simulation variant								
Close Print Export Help								
Simulation variant								
Detailed Inverter losses								
	E0utInv	EffInvR	InvLoss	IL Oper	IL Pmin	IL Pmax	IL Vmin	IL Vmax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	4437	96.4	165.7	165.3	0.422	0.000	0.000	0.000
February	4333	96.3	165.7	165.3	0.479	0.000	0.000	0.000
March	7364	96.5	275.9	268.7	0.329	6.873	0.000	0.000
April	6678	96.4	253.8	249.8	1.007	2.998	0.000	0.000
May	8106	96.4	302.6	300.6	0.468	1.501	0.000	0.000
June	8241	96.5	305.8	302.8	2.994	0.000	0.000	0.000
July	8437	96.4	313.8	311.3	2.437	0.000	0.000	0.000
August	8108	96.5	295.7	294.6	1.140	0.000	0.000	0.000
September	6945	96.5	255.4	254.8	0.680	0.000	0.000	0.000
October	5584	96.5	203.5	203.0	0.533	0.000	0.000	0.000
November	3868	96.3	150.3	149.9	0.443	0.000	0.000	0.000
December	3139	96.2	125.6	124.5	1.098	0.000	0.000	0.000
Year	75240	96.4	2813.9	2790.5	12.029	11.372	0.000	0.000

## *Dimensionado del cableado*

El siguiente paso a desarrollar será dimensionar el cableado, para lo cual disponemos de los datos siguientes obtenidos de mediciones hechas sobre el terreno:

Las ramas de módulos poseen una longitud simple de cable igual a 20 m, que coincide con la anchura del edificio; por otra parte, el cable principal de continua mide 20 m, alcanzando el cable de alterna un longitud total de 8 m.

En el esquema de la figura siguiente se puede apreciar la conexión eléctrica del campo de paneles fotovoltaicos, donde se han colocado a las distancias correspondientes las ramas según la longitud simple de cable indicada. Para determinar el valor de la sección de los cables, calcularemos dicha sección por medio de los criterios de tensión y corriente, adoptando como valor final el más restrictivo de ellos.

Sección (mm <sup>2</sup> )	Intensidad admisible (A)
1,5	28
2,5	40
4	52
6	66
10	88
16	115
25	150
35	180
50	215
70	260
95	310
120	355

**Tabla 9. Máxima intensidad admisible de cables tripolares en función de la sección del conductor (Cu) para una temperatura del terreno de 25°C y una profundidad de los cables de 0,70 m.**

---

## CONSIDERACIONES DEL CABLEADO. CRITERIO DE CORRIENTE.

Según indica el estándar IEC 60364-7-712, a la temperatura de trabajo el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo. En este caso concreto, consideramos dos partes del circuito por las que la tensión es de naturaleza continua: desde la salida de los paneles fotovoltaicos hasta la entrada a la caja de fusibles y desde la salida de la caja de fusibles hasta la entrada al armario inversor (cable principal de continua). La razón de considerar dos áreas diferentes radica en que a la salida de la caja de fusibles los hilos se unen para formar los polos positivo y negativo, con lo cual el paso de corriente es mayor y por tanto la sección del conductor podría aumentar.

- **Cableado de continua.** Debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. Se adoptará un criterio pesimista según el cual la temperatura de trabajo es de 50°C, por lo cual se multiplican las secciones de la Tabla 4 por un factor de corrección de 0,9 (ITC-BT06).

Según lo anterior, la sección correspondiente a los cables de continua considerados en primer lugar quedaría como:

$$I_{SC} = 8,37A$$

$$I_{SC(\text{factor de corrección})} = 1,25 \cdot 8,37A = 10,46A$$

Según la Tabla 4, se tomaría la sección correspondiente a la corriente más cercana por exceso, en este caso,

$$I_{m\acute{a}x} = 21A \cdot 0,9 = 18,9A$$

con lo que:

$$S_{rama\ 1,2} = S_{rama\ 3,4} = 1,5mm^2$$

- **Cable principal de continua.** La corriente que circula por este conductor se determinaría como:

$$I'_{SC} = 2 \cdot I_{SC} = 2 \cdot 1,25 \cdot 8,37A = 20,925A \approx 21A$$

puesto que en cada uno de los dos polos de entrada al inversor se unen dos ramas de intensidad  $I_{SC}$  procedentes del generador fotovoltaico. Si aplicamos el factor de conversión a la Tabla 4, observamos que el valor inmediatamente superior más cercano sería para una corriente

$$I_{m\acute{a}x} = 29A \cdot 0,9 = 26,1A$$

a la que se asociaría una sección:

$$S_{princ} = 2,5mm^2$$

En la figura siguiente se ha representado esquemáticamente el valor de la sección de los cables de cada parte del circuito de continua.

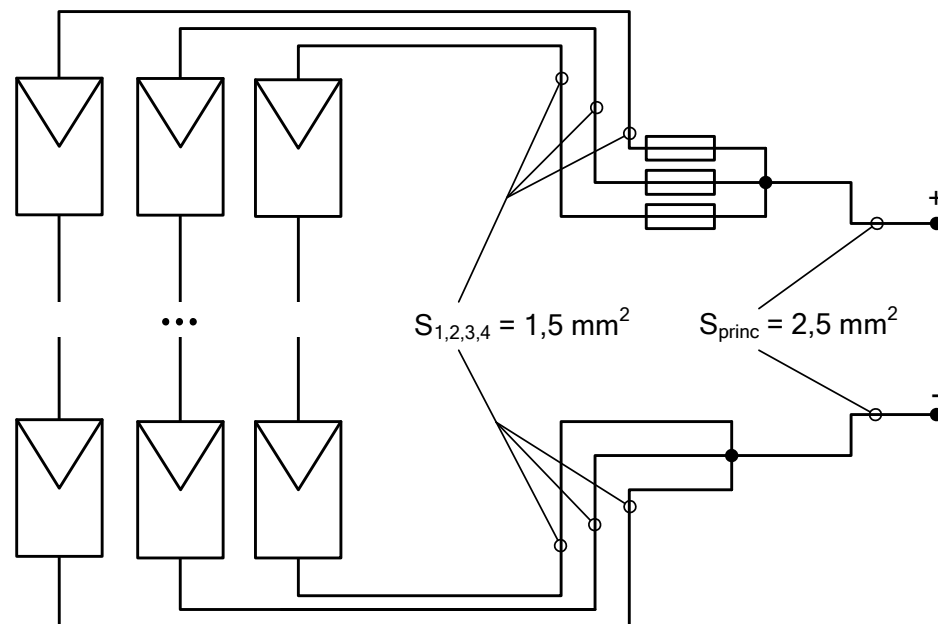


Ilustración 12. Secciones del cableado de continua.

- **Cable de alterna.** Las consideraciones que se tendrán en cuenta en el dimensionado del conductor pasan por que el cable deba soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM de la salida del inversor.

En la Tabla 2, que reproducimos a continuación, se recoge el dato de potencia de salida del inversor, que tomaremos como 4600 W, de donde se deduce el valor de la corriente de salida máxima disponible, es decir:

Características eléctricas de salida (AC)	
Potencia de salida (W)	4600
Máxima potencia (VA)	5060
Rango de voltaje de salida (V <sub>AC</sub> )	196...253
Factor de potencia	>0,98
Frecuencia (Hz)	49,8...50,2
Distorsión armónica	<3%

Tabla 10. Datos de salida (CA) del inversor SolarMax 6000C.

$$I_{o\text{ máx}} = \frac{P_{ac}}{V_{ac}} = \frac{4600\text{ W}}{220\text{ V}} = 21\text{ A}$$

Por tanto, si aplicamos los indicadores anteriores, tenemos:

$$I_{máx,AC} = 1,25 \cdot I_{cc} = 1,25 \cdot 21\text{ A} = 26,25\text{ A}$$

La sección de cable más próxima por exceso que cumple con los requisitos marcados en este caso para la corriente sería:

$$S_{m,AC} = 1,5\text{ mm}^2$$



---

## CONSIDERACIONES DEL CABLEADO. CRITERIO DE TENSIÓN.

En este caso, los condicionantes que debemos respetar en el cálculo son los siguientes:

- La caída de tensión en la parte de continua debe ser inferior al 1,5% (PCT de instalaciones conectadas a red – IDAE).
- La caída de tensión en la parte de alterna no ha de exceder el 1,5% de la tensión de salida nominal del inversor, de acuerdo ITC BT40 (instalaciones generadoras de baja tensión).

**Parte de continua.** Para el cálculo de la sección de una rama de módulos de longitud simple, emplearemos la expresión siguiente:

$$S_{m,rama} = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma}$$

Los valores de la expresión anterior son los siguientes:

$$L_{rama} = 20m$$

$$I_{mod,M,STC} = 7,1A$$

$$\Delta V_{rama} = \frac{1,5}{100} = 0,015$$

$$N_{ms} \cdot V_{mod,M,STC} = 16 \cdot 16,9V = 270,4V$$

$$\sigma = 56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$$

Si sustituimos los datos y resolvemos, resulta:

$$S = 1,3mm^2$$

Como este resultado es más restrictivo que el obtenido mediante el método de tensiones, lo adoptamos como la sección del conductor de las ramas, aunque finalmente tomaremos el valor normalizado inmediatamente superior, por lo cual:

$$S_{rama} = 1,5 mm^2$$

**Cable principal de continua.** El siguiente paso será calcular la sección del cable principal de continua, cuya longitud es 20 m. Si sustituimos los datos en la expresión:

$$S_{m,princ} = \frac{2 \cdot L_{princ} \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{princ} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma}$$

Obtenemos un resultado de:

$$S = 1,3 mm^2$$

Tomando como en el caso anterior el valor normalizado inmediatamente superior, es decir:

$$S_{m,princ} = 1,5 mm^2$$

**Parte de alterna.** Para el cálculo de la sección del conductor de alterna adoptaremos la expresión:

$$S_{m,AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \varphi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma}$$

donde los valores serán:

$$L_{AC} = 8 m.$$

$$I_{INV,AC} = 38 A$$

$$\cos_m \varphi = 0,95$$

$$V_{INV,AC} = 400 V_{AC}$$

$$\Delta V_{AC} = \frac{1,5}{100} = 0,015$$

$$\sigma = 56 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$$

Si sustituimos los datos y resolvemos resulta:

$$S_{m,AC} = 1,5 mm^2$$

siendo este el valor adoptado al ser más restrictivo que el obtenido por el otro criterio.

En la tabla siguiente se exponen los resultados alcanzados por los dos métodos y el valor final adoptado:

Magnitud	Criterio de corriente	Criterio de tensión	Valor final adoptado
$S_{rama\ 1,2}$	1,5 mm <sup>2</sup>	1,5 mm <sup>2</sup>	1,5 mm <sup>2</sup>
$S_{rama\ 3,4}$	1,5 mm <sup>2</sup>	1,5 mm <sup>2</sup>	1,5 mm <sup>2</sup>
$S_2 = S_{princ}$	2,5 mm <sup>2</sup>	1,5 mm <sup>2</sup>	1,5 mm <sup>2</sup>
$S_{m,AC}$	6 mm <sup>2</sup>	1,5 mm <sup>2</sup>	1,5 mm <sup>2</sup>

## *Cálculo de la energía generada por la instalación*

Como se ha comentado anteriormente, para efectuar este cálculo se tendrá en cuenta exclusivamente el número máximo de paneles fotovoltaicos instalados, esto es, según la alternativa de diente de sierra.

En este apartado estimaremos la producción mensual teórica de energía eléctrica generada por la instalación, partiendo para ello de los datos de radiación proporcionados por el Plan Solar de Castilla y León [2]. Para ello, utilizaremos la expresión siguiente:

$$E_i = I_i \cdot P_p \cdot N$$

donde:

- $P_i$  es la energía generada en un mes, expresada en KW·h
- $I_i$  es la irradiancia en un mes, expresada en KW·h/m<sup>2</sup>.
- $P_p$  es la potencia nominal del panel  $i$ , expresada en KW<sub>p</sub>; en este caso,  $P_p=120$  W<sub>p</sub>.
- $N$  es el número de paneles del campo fotovoltaico; en este caso,  $N = 432$ .

En la tabla siguiente se han incluido los resultados teóricos correspondientes a un año completo:

	RADIACIÓN (KW·h/m <sup>2</sup> )	ENERGÍA (KW·h)
<b>Enero</b>	71,61	3712,26
<b>Febrero</b>	94,64	4906,14
<b>Marzo</b>	138,26	7167,4
<b>Abril</b>	155,4	8055,94
<b>Mayo</b>	164,61	8533,38
<b>Junio</b>	195,9	10155,46
<b>Julio</b>	6,98	361,84
<b>Agosto</b>	214,21	11104,65
<b>Septiembre</b>	179,4	9300,1
<b>Octubre</b>	133,3	6910,27
<b>Noviembre</b>	84,6	4385,66
<b>Diciembre</b>	64,79	3358,71
<b>TOTAL</b>	<b>1503,7</b>	<b>77951,81</b>

**Tabla 11. Producción mensual y anual de energía eléctrica.**

La producción real de energía generada por la instalación siempre será muy inferior al valor teórico calculado, dado que las condiciones de explotación no serán las de laboratorio y los diferentes elementos que intervienen en el sistema: paneles, conductores eléctricos, inversores, etc., producen unas pérdidas que reducen notablemente la eficiencia del conjunto. Así mismo, la distribución y orientación de los paneles sobre la cubierta, y las proyecciones de sombras sobre éstos, originan una serie de pérdidas adicionales que deben ser contempladas.

Con objeto de estimar todas las pérdidas posibles y calcular la energía real que podemos esperar producir, se ha utilizado la herramienta informática de simulación fotovoltaica *PVSYST versión 3.4*, cuyos resultados aparecen contenidos en el apartado Simulación informática del epígrafe anterior.

## MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

### *Mantenimiento a cargo del usuario*

Para garantizar una alta productividad de la instalación, es esencial reducir los periodos de parada por avería o mal funcionamiento. Para ello son necesarias tanto la supervisión del usuario del sistema, como la asistencia de un servicio técnico.

En cualquier caso, las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red ofrecen muy pocos requerimientos de mantenimiento preventivo y, en general, son poco susceptibles a sucesos que provoquen la intervención de un mantenimiento correctivo. Sin embargo, es recomendable seguir el programa de mantenimiento detallado a continuación.

### *Mantenimiento a cargo del servicio técnico*

El usuario de la instalación debería llevar a cabo las siguientes tareas de mantenimiento:

---

#### SUPERVISIÓN GENERAL

Corresponde a la simple observación de los equipos; esto consiste en comprobar periódicamente que todo esté funcionando. Para ello basta observar los indicadores de los inversores, con esa información se comprueba que el inversor recibe energía del campo solar y genera corriente alterna. La verificación periódica de las cifras de electricidad generada nos permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción solar final queda registrada en el contador de venta de electricidad que mensualmente hay que anotar para la emisión de la correspondiente factura. El balance mensual, aunque varía a lo largo del año, se mantiene en torno a un máximo y un mínimo que se debe conocer, por lo que se podrá detectar rápidamente una bajada no habitual de producción, lo cual indicaría, probablemente, una avería (o una perturbación periódica de la red).

---

## LIMPIEZA

La limpieza incluye la eliminación de hierbas, ramas u objetos que proyecten sombras sobre las placas.

---

## VERIFICACIÓN VISUAL DEL CAMPO FOTOVOLTAICO.

Con el objetivo de comprobar eventuales problemas de las fijaciones de la estructura sobre el edificio, aflojamiento de tornillos en la misma, o entre ésta y las placas, aparición de zonas de oxidación, etc.

### *Mantenimiento a cargo del servicio técnico*

El servicio técnico debería ser avisado por el usuario de la instalación cuando se detecte la bajada o para total de la producción eléctrica, así como la aparición de defectos en la estructura de fijación del campo solar. En estos casos se realizará un mantenimiento correctivo, que detecte el origen de la avería y la repare. Es igualmente importante efectuar un mantenimiento preventivo, mediante revisiones periódicas, en las que, como mínimo, se debería incluir:

- Comprobación de tensión e intensidad para cada serie de placas fotovoltaicas (todas las series deberían dar valores idénticos o muy similares). Se pueden detectar fallos en las placas, como diodos fundidos o problemas de cableado y conexiones.
- Verificación de la solidez de la estructura del campo solar, reapriete de tornillos, estado de la protección de los soportes metálicos y anclajes, etc.
- Caracterización de la onda, frecuencia y tensión de salida en corriente alterna del inversor.
- Comprobación de las protecciones, fusibles y diferenciales.
- Verificación de las conexiones del cableado en la caja de conexiones.

## ANÁLISIS DE LA SOSTENIBILIDAD ECONÓMICA Y AMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN

### *Estudio financiero de la instalación*

Para el estudio económico de la instalación objeto de esta Memoria, se parte de lo estipulado en el REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Los valores de la tarifa regulada correspondientes a las instalaciones del subgrupo b.1.1 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que sean inscritas en el registro de pre-asignación asociadas a la primera convocatoria serán los siguientes (Cap. III, Art. 11).

TIPO DE INSTALACIÓN		DESCRIPCIÓN	TARIFA REGULADA (c €/KW·h)
Tipo I	Subtipo I.1	Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario, con un potencia igual o inferior a 20 KW.	34
	Subtipo I.2	<u>Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario con un potencia superior a 20 KW.</u>	<b>32</b>
Tipo II		Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.	32

Tabla 12. Tabla de tarificación de referencia para la venta de energía



Como el mismo artículo 11 del citado RD estipula:

*“Los valores de la tarifa regulada correspondientes a las instalaciones que sean inscritas en el registro de preasignación asociadas a la convocatoria n, se calcularán en función de los valores de la convocatoria anterior n – 1, de la siguiente forma:*

Si  $P \geq 0,75 \times P_0$ ,  
entonces:  $T_n = T_{n-1} [(1 - A) \times (P_0 - P) / (0,25 \times P_0) + A]$

Si  $P < 0,75 \times P_0$ ,  
entonces:  $T_n = T_{n-1}$

*Siendo:*

- *P, la potencia pre-registrada en la convocatoria n-1.*
- *P<sub>0</sub>, el cupo de potencia para la convocatoria n-1.*
- *T<sub>n-1</sub>, la tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n-1.*
- *T<sub>n</sub>, la tarifa para las instalaciones pre-registradas asociadas a la convocatoria n.*
- *A, el factor 0,91/m y m el número de convocatorias anuales.”*

De este modo, los ingresos anuales generados por el campo solar serán los que se recogen a continuación:

	Irradiancia neta (KW·h/m <sup>2</sup> )	Energía generada (KW·h)	Ingresos por la venta (€)
<b>Enero</b>	71,61	3712,26	1187,9
<b>Febrero</b>	94,64	4906,14	1570
<b>Marzo</b>	138,26	7167,4	2293,6
<b>Abril</b>	155,4	8055,94	2577,9
<b>Mayo</b>	164,61	8533,38	2730,7
<b>Junio</b>	195,9	10155,46	3249,7
<b>Julio</b>	216,38	361,84	115,8
<b>Agosto</b>	214,21	11104,65	3553,5
<b>Septiembre</b>	179,4	9300,1	2976
<b>Octubre</b>	133,3	6910,27	2211,3
<b>Noviembre</b>	84,6	4385,66	1403,4
<b>Diciembre</b>	64,79	3358,71	1074,8
<b>Total anual</b>	<b>1713,1</b>	<b>77951,81</b>	<b>24944,6</b>

**Tabla 13. Ingresos por venta de energía para instalación en diente de sierra.**

## *Balance económico y período de retorno de la inversión*

Los elementos que intervienen en el cálculo de la rentabilidad son los que siguen a continuación:

- **Inversión:** totalidad del coste de la instalación, incluido el proyecto y los trámites administrativos.
- **Subvenciones a la inversión:** cantidad total recibida en forma de ayudas o subvenciones a fondo perdido. En este caso se considerarán nula a efecto de estudiar el periodo de recuperación de la inversión más desfavorable.
- **Prima:** Cantidad cobrada anualmente en concepto de venta primada de la energía eléctrica de origen solar.
- **Generación eléctrica:** El total de la electricidad generada por la instalación solar, en función de la potencia de la instalación.
- **Costes de explotación: conjunto de gastos que supone la gestión y explotación de la cubierta fotovoltaica.** En este concepto se contemplan los siguientes gastos:
  1. Emisión de facturas.
  2. Elaboración de las liquidaciones de IVA.
  3. Póliza del seguro de responsabilidad civil sobre el valor de la instalación.
  4. Mantenimiento preventivo y correctivo.

---

## BALANCE ECONÓMICO

En la tabla siguiente se adjunta la previsión de ingresos y gastos para la alternativa de cubierta en diente de sierra:

Coste de la instalación (€, sin IVA)	313388,9
Producción anual (KW·h)	77951,81
Facturación anual (€)	24944,6
Gastos anuales (€) Incluye: Vigilancia, luz, agua y consumo de servicios.	1110
Facturación anual neta (€)	23834,6

**Tabla 14. Balance económico para la cubierta en diente de sierra.**

---

## PERÍODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN

A continuación se calcula el periodo de retorno de la inversión de la instalación solar fotovoltaica propuesta, siguiendo la fórmula siguiente:

Período de retorno de la inversión  
(años).

$$T = \frac{I}{E-M}$$

donde:

- T: tiempo de recuperación de la inversión (años).
- I: Inversión total del proyecto.
- E: Beneficio anual conseguido mediante la venta de la energía producida.
- M: Costes anuales de mantenimiento y de explotación de la instalación (sin incluir costes financieros y de amortización).



De este modo, obtenemos:

$$T = \frac{313388,9\text{€}}{\frac{23834,6\text{€}}{\text{año}}} = 13 \text{ años}$$

## PERÍODO DE AMORTIZACIÓN

A continuación se muestran los resultados obtenidos al realizar el cálculo del período de amortización de la instalación con el programa **FVDIM FV-Expert**. En este cálculo tendremos en cuenta los siguientes parámetros:

- Coste total de la instalación: 313388,9 €.
- Índice de inflación: 2%.
- Índice real de inflación; 5%.
- Interés financiero: 6 %
- Años de vida de la instalación: 25.
- Ingresos por KW·h vendidos: 0,32 €/KW·h (artículo 11 del RD 1578/2008).

<p>Ejecutamos la aplicación FV-Expert, pulsando en el icono del programa. Se abre la pantalla de configuración de la instalación, donde seleccionaremos la opción</p> <div data-bbox="225 1619 406 1785"><p>Sistema FV conectado a red</p></div> <p>de la barra de selección superior.</p>	
---	--

En la ventana siguiente, debemos introducir los datos de dimensionado de la instalación, tal y como se indica.

País: ESPAÑA Ciudad: SALAMANCA 41 °N

	HSP	Eg	Eg'
ENE	2.3	063.8	3319.0
FEB	3.4	084.5	4392.0
MAR	4.4	123.5	6420.3
ABR	5.1	138.5	7203.1
MAY	5.5	154.2	8019.1
JUN	6.3	169.3	8803.8
JUL	7.0	194.5	1.01E+4
AGO	6.8	190.9	9928.3
SEP	5.9	158.8	8258.9
OCT	4.2	118.2	6148.3
NOV	3.0	079.9	4156.2
DIC	2.1	057.2	2976.0
<b>TOTAL:</b>		<b>1533</b>	<b>7.97E+4</b>

Inclinación: 30°  
Desviación N-S: 0°  
Rendimiento: 90%

**Criterio de dimensionado**  
☒ Potencia pico instalada (kW): 52  
☐ 100 % Eg' = 100 % Ec  
 Consumo anual Ec (kWh):  
 Potencia pico necesaria (kW):

HSP: horas de sol pico, Eg': energía generada (kWh)  
Eg: energía generada por kWp instalado (kWh/kWp)

Ver base de datos

Cerrar

Dimensionado    Análisis económico

Una vez introducidos los datos en los campos correspondientes, pulsamos el botón

Calcular

Obtenemos los resultados correspondientes en el bloque Resultados, como se muestra en la figura.

Podemos comprobar que el período de amortización de la inversión aumenta a los **15 años**, con ingreso anuales de **24096 €**

**Datos**

Coste total de la instalación: 313388.9  
 Coste total de mantenimiento: 1100  
 Índice real de inflación (%): 2  
 Variación coste electricidad (%): 5  
 Interés financiero (%): 6  
 Años de vida de la instalación: 25  
 Ingresos por kWh vendido: 0.32

**Resultados**

Período de amortización: 15 años  
 Rentabilidad interna TIR: 10.7 %  
 Ingreso por venta anual: 24096  
 Valor actualizado neto VAN:  
 Año 12: -0051740  
 Año 13: -0031104  
 Año 14: -0010645  
 Año 15: 0009640

Calcular    Borrar    Cerrar

Dimensionado    Análisis económico

## ANÁLISIS DE IMPACTO AMBIENTAL DE LA INSTALACIÓN

Además del punto de vista económico, las instalaciones solares fotovoltaicas se están implantando sobre todo por consideraciones ecológicas. El balance desde este punto de vista es totalmente favorable, tanto en reducción de emisiones contaminantes, como en el balance energético.

Todos los kWh generados con un sistema fotovoltaico equivalen a un ahorro de energía generada con otras fuentes de energía, con toda probabilidad con mayor o menor grado de poder contaminante, lo que conlleva, por lo tanto, a una reducción de emisiones.

Una de las fuentes de contaminación más importantes son los gases de efecto invernadero, ya que inciden gravemente en el cambio climático de la Tierra. El gas más significativo entre éstos es el CO<sub>2</sub>, generado en toda combustión de materiales carbonados.

Para calcular el ahorro de CO<sub>2</sub> obtenido gracias a la generación eléctrica “limpia” de un sistema fotovoltaico, podemos utilizar la emisión media por unidad de electricidad generada en España que para el 2004 se cifra en 0,464 kg de CO<sub>2</sub> por kWh eléctrico generado. Asimismo, existen otras emisiones nocivas como el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) o de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) sobre las que podemos asumir las siguientes equivalencias:

- 16,52 Tm SO<sub>2</sub> / GW·h
- 5,83 Tm NO<sub>x</sub> / GW·h

En cuanto a los impactos ambientales ocasionados por la implantación de un sistema solar fotovoltaico, se considera que el impacto principal se produce en las operaciones extractivas de las materias primas, ya que aunque la mayoría de las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante en la naturaleza, es necesario transformarlo con consumo de energía hasta conseguir silicio de grado solar.



En la fase de uso las cargas ambientales son despreciables, y en la fase de eliminación, después de la vida útil, pueden establecerse vías claras de reutilización o retirada. El efecto Visual sobre el paisaje es el principal impacto en la fase de uso, siendo susceptible de ser reducido gracias a la integración arquitectónica, como es el caso del presente proyecto.

En el medio físico y biótico no existen afecciones importantes ni sobre la calidad del aire ni sobre los suelos, flora y fauna, no provocándose ruidos ni afectándose tampoco a la hidrología existente.

## IMPACTO SOCIAL

La energía solar fotovoltaica ofrece la oportunidad, a un coste razonable, de emplear una energía renovable en el ámbito urbano generando una electricidad respetuosa con el medio ambiente. Un sistema fotovoltaico por lo tanto, ayuda a sensibilizar hacia el ahorro energético, además de constituir un elemento diferenciador en los proyectos arquitectónicos y urbanísticos.

Es decir, con la instalación de un sistema fotovoltaico integrado arquitectónicamente en un edificio urbano no sólo logramos dar una novedosa y mejor imagen al edificio, sino que también conseguimos mejorar el estatus social del mismo.

# PRESUPUESTO DEL PROYECTO

En la figura siguiente se ha un resumen del presupuesto correspondiente a la alternativa de superposición arquitectónica, elaborada con el programa Presto 8.3 en su versión de demostración. Se ha desglosado en todos los capítulos necesarios para su puesta en práctica de manera inmediata, sin efectuar una modificación significativa de la cubierta donde se alojarán los equipos de captación. Así mismo, es necesario destacar que no se ha considerado el coste de aplicar los cerramientos necesarios de la cubierta, por no considerarse imprescindible para su correcto funcionamiento y abaratar así los costes finales

Hay que tener en cuenta que en la otra opción barajada inicialmente (integración arquitectónica) los paneles fotovoltaicos desarrollarían una doble función: por un lado, generar energía eléctrica y, por otro, actuar como elementos constructivos. En consecuencia, el uso de los paneles fotovoltaicos como cerramientos supondrá un ahorro en materiales si se tienen en consideración desde la fase de diseño del edificio.

Código PFM	Nc	Ud	Resumen Cubierta solar	Factor 1	CanPres	PrPres 313.388,90	ImpPres
<b>1 C01</b>			<b>PANELES SOLARES</b>	1	<b>1</b>	<b>250.560,00</b>	<b>250.560,00</b>
2 E01		u	Panel solar ATERSA A-120	1	432,00	580,00	250.560,00
<b>3 C02</b>			<b>INVERSORES Y CONTADORES</b>	1	<b>1</b>	<b>24.900,00</b>	<b>24.900,00</b>
4 E03		u	Contador	1	2,00	300,00	600,00
5 E02		u	Inversor SOLARMAX 6000C	1	9,00	2.700,00	24.300,00
<b>6 C03</b>			<b>CIMENTACION Y ESTRUCTURAS</b>	1	<b>1</b>	<b>13.217,42</b>	<b>13.217,42</b>
7 D04AA050		Kg	Acero corrugado AEH-400-S preformado	1	186,45	0,84	156,62
8 D05DC102		M2	Forjado viguetas hormigón c=20+4, b= 60	1	360,00	36,28	13.060,80
<b>9 C04</b>			<b>CUBIERTA E IMPERMEABILIZACION</b>	1	<b>1</b>	<b>7.913,88</b>	<b>7.913,88</b>
10 D08ID251		M2	Cubierta teja curva s/Onduline BT-235	1	132,00	29,17	3.850,44
11 D16DA145		M2	Aislamiento acústico SONADAN PLUS 40 mm	1	120,00	28,91	3.469,20
12 D25NP020		ML	Canalón PVC 185 mm	1	32,00	18,57	594,24
<b>13 C05</b>			<b>CABLEADO ELÉCTRICO</b>	1	<b>1</b>	<b>189,23</b>	<b>189,23</b>
14 D27GG001		MI	Toma tierra estructura	1	1,00	16,20	16,20
15 D27JC005		ML	Circuito "usos varios" PVC	1	1,00	21,79	21,79
16 D27CI001		UD	Caja general protección 160A	1	1,00	151,24	151,24
<b>17 C06</b>			<b>CARPINTERIA METALICA</b>	1	<b>1</b>	<b>777,94</b>	<b>777,94</b>
18 D21GJ110		M2	Ventana abatible aluminio lacado 55x40	1	1,00	156,59	156,59
19 D21GP210		MI	Baranda escalera aluminio lacado	1	1,00	207,57	207,57
20 D23AE110		UD	Puerta basculante chapa 3,00x2,20	1	1,00	413,78	413,78
<b>21 I</b>			<b>Estudio costes indirectos (INGENIERÍA y PUESTA EN MARCHA)</b>	1	<b>1</b>	<b>15.830,43</b>	<b>15.830,43</b>
22 I02		M	Ingeniería	1	1,00	3.000,00	3.000,00
23 I03		M	Encargado	1	2,00	1.514,55	3.029,10
24 I04		M	Gruista	1	0,60	1.370,31	822,19
25 I05		M	Guardián	1	1,00	685,15	685,15
26 I10			Servicios (luz, agua, etc.)	1	1,00	86,55	86,55
27 I11			Cerramientos y barracones	1	1,00	230,79	230,79
28 I12			Conexiones en tierra	1	1,00	36,06	36,06
29 I20		M	Grúa	1	4,00	576,97	2.307,88
30 I21		M	Montacargas	1	4,00	360,61	1.442,44
31 I31			Vallas, redes	1	1,00	288,49	288,49
32 I32			Control de calidad (<1% presup.)	1	1,00	1.081,82	1.081,82
33 I33			Consumo de servicios	1	1,00	288,49	288,49
34 I34			Botiquín	1	1,00	50,49	50,49
35 I35			Papelería	1	1,00	93,76	93,76
36 I36			Otros	1	1,00	403,88	403,88
37 I01		M	Jefe de obra	1	1,00	1.983,34	1.983,34

Tabla 15. Resumen del presupuesto de la instalación solar basada en superposición arquitectónica

## CONCLUSIONES

Durante el desarrollo de este proyecto se han tratado diferentes aspectos relativos a la integración de sistemas fotovoltaicos en edificios. Concretamente se han analizado aspectos tecnológicos, medioambientales, económicos y normativos de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red y se ha podido constatar que la energía solar fotovoltaica ofrece la oportunidad, a un coste razonable, de emplear una energía renovable en el ámbito urbano generando una electricidad respetuosa con el medio ambiente.

Las posibilidades de integración de esta tecnología en un edificio urbano son muy diversas y hoy en día existen múltiples opciones arquitectónicas posibles, así como gran variedad de acabados, por lo que el módulo solar fotovoltaico deja de tener una función puramente energética para convertirse en un elemento constructivo de gran valor estético. En este proyecto se ha analizado la opción de integrar el sistema fotovoltaico en la cubierta de un edificio industrial atendiendo a dos tipologías de diseño diferenciadas: la cubierta en diente de sierra y la cubierta de doble vertiente. Así mismo se ha estudiado la posibilidad de superponer los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta existente o bien utilizar los módulos como elementos constructivos de la misma.

De las diversas opciones estudiadas concluimos que el diseño de la cubierta en doble vertiente permite un mayor aprovechamiento del campo solar, debido a que no hemos de contabilizar pérdidas en el rendimiento de la instalación debido a proyecciones de sombras sobre los módulos fotovoltaicos.

Por otro lado, existen otros factores que nos hacen decantarnos por el diseño de la cubierta en diente de sierra. En primer lugar, este diseño resulta estéticamente más atractivo y permite incrementar la entrada de luz natural en las dependencias interiores del edificio. En segundo lugar, el hecho de disponer de ventanas operables en la cubierta, nos permite llevar a cabo una ventilación cruzada en la zona de taller mediante la apertura simultánea de las ventanas y las puertas de acceso al taller. Este hecho resulta vital durante los meses de verano porque tal y como se ha comentado a lo largo del proyecto, en la zona taller se llegan a alcanzar temperaturas muy elevadas que consiguen reducirse mediante ventilación.

Es decir, en el desarrollo de este proyecto no ha primado únicamente la maximización de la producción energética sino que en todo momento se ha pretendido situar el edificio dentro de un marco de sostenibilidad, intentando conseguir una situación de confort térmico en su interior con la mínima demanda energética posible en calefacción y refrigeración.

Como conclusión cabe decir que a pesar del elevado coste inicial de la solución propuesta, hay que mencionar que es un buen momento para invertir en una instalación fotovoltaica conectada a la red, ya que desde la aprobación del Real Decreto 436/2004, el gobierno bonifica el KW·h vendido pagándolo al 575% del coste de compra para instalaciones cuya potencia instalada sea inferior a 100 KW<sub>p</sub>. Así mismo, la Ley actual obliga a bonificar la energía eléctrica producida durante los primeros 25 años de vida de la instalación, con lo cual el periodo de amortización de la inversión se reduce considerablemente y se pueden llegar a obtener beneficios económicos en el futuro.

## NORMATIVA APLICABLE

1. Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
2. UNE EN 61215:1997 “Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo”.
3. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
4. Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
5. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
6. Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
7. Real Decreto 841/2002 de 2 de agosto por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
8. Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
9. Real Decreto 1433/2002 de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Plan Solar de Castilla y León, 1989.
- [2] EREN (Ente Regional de la Energía de Castilla y León). Convocatoria 2004.
- [1] ASIF(Asociación de la Industria Fotovoltaica). Informe ASIF:“ Hacia una electricidad respetuosa con el medio ambiente”. Octubre 2005.
- [2] SERVEI METEOROLÒGIC DE CATALUNYA (METEOCAT). “Anuari dades meteorològiques de Catalunya 2003”.
- [3] E. ALCOR. Instalaciones solares fotovoltaicas. Ed. ProgenSA 2002.
- [4] ICAEN. Atles de Radiació Solar a Catalunya. Edició 2000.
- [5] ICAEN. Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Octubre 2002.
- [6] RD 1663 de 29 de Septiembre de 2000, sobre conexión de redes fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- [7] SPUTNIK ENGINEERING AG. MAXDESIGN V.2.2. Herramienta de dimensionado de los inversores, creada por el fabricante de los inversores. Biel, Switzerland, 2005.
- [8] [www.xarxasolar.net](http://www.xarxasolar.net), web de la Red de campos solares instalados y monitorizados por TFM, s.a.
- [9] DR. ANDRÉ MERMOUD. PVSIST V.3.4. Herramienta de diseño y simulación de proyectos solares fotovoltaicos. Desarrollada por la Universidad de Ginebra, julio 2005.
- [10] TAS (Thermic Analysis Simulator) de EDSL (Environmental Design Solutions Limited).  
Versión 9.0.5. Aplicación de simulación por ordenador.
- [11] ASHRAE HANDBOOK Fundamentals SI Edition 1993. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc. 1791 Tullie Circle, N.E., Atlanta, GA 30329. 404-636-8400.

## BIBLIOGRAFÍA MULTIMEDIA

Sitio web	Descripción
<a href="http://www.idae.es">www.idae.es</a>	Instituto de diversificación y ahorro de la energía. Su objetivo es impulsar proyectos que, teniendo un claro componente de innovación tecnológica, gocen a la vez de replicabilidad
<a href="http://www.censolar.es">www.censolar.es</a>	<p>CENSOLAR (Centro de Estudios de la Energía Solar) es un Centro exclusivamente dedicado a la formación técnica en energía solar, tanto térmica como fotovoltaica, mediante la enseñanza en presencia y a distancia, utilizando métodos desarrollados expresamente para alcanzar este objetivo.</p> <p>Reconocido por las instituciones y empresas del sector de la energía, fue el primer Centro de España autorizado por el Ministerio de Educación y Ciencia (O.M. de 26-3-1982) para impartir enseñanzas profesionales a distancia sobre energía solar, siendo hoy el primer Centro de Europa en esta modalidad.</p> <p>Es miembro, entre otras entidades, de AECS (Asociación Europea de Centros de Enseñanza a Distancia), del European Sustainable Energy Education Forum (ESEEF) y de IASEE (International Association for Solar Energy Education).</p>
<a href="http://www.isofoton.es">www.isofoton.es</a>	<p>La vocación innovadora de Isofotón, y su compromiso con la investigación para buscar soluciones energéticas cada vez más eficientes y rentables, se han convertido en los pilares estratégicos de la compañía. Dos valores presentes en su Centro de Investigación y Fabricación que han contribuido a que Isofotón sea hoy un referente tecnológico mundial.</p> <p>Por otro lado, Isofotón desarrolla soluciones capaces de captar, transformar, almacenar y utilizar toda la potencia calorífica del Sol, contando con productos muy innovadores y competitivos: captadores, acumuladores, grupos hidráulicos, sistemas de control, depósitos integrados y estructuras.</p>
<a href="http://www.asif.org">www.asif.org</a>	<p>Asociación de la industria fotovoltaica. Según los estatutos de ASIF, sus fines generales son:</p> <p>Agrupar las empresas relacionadas con la industria fotovoltaica que operen en el Estado Español; colaborar en la promoción y divulgación del uso de la energía solar eléctrica; fomentar la creación de empleo en el campo de la instalación de placas fotovoltaicas; potenciar los intereses comunes del sector en defensa del medio ambiente y promocionar y coordinar de la estandarización y homologación de productos relacionados con la energía solar eléctrica para garantizar la calidad, seguridad y respeto al medio ambiente.</p>

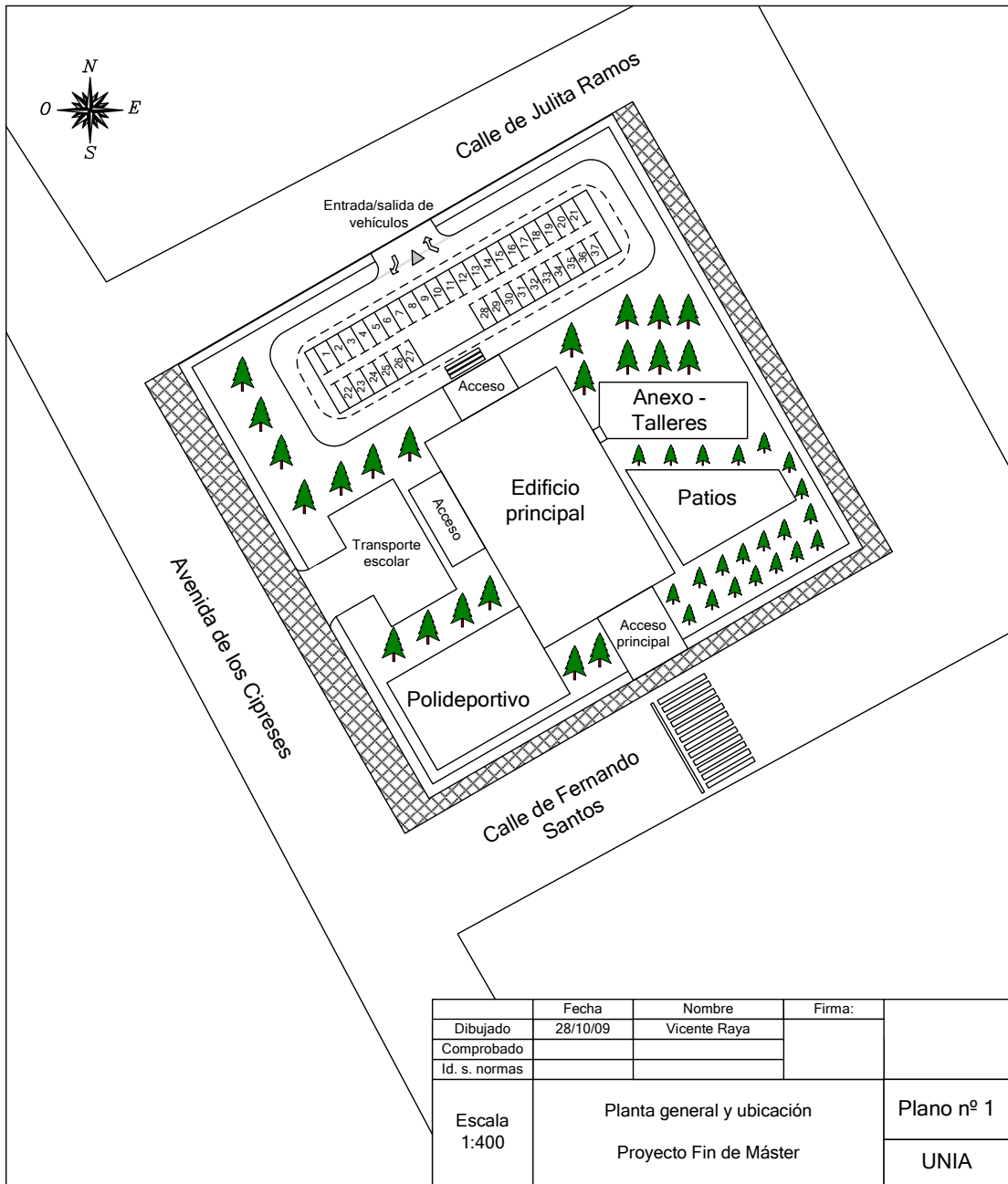


## PLANOS

### Lista de planos

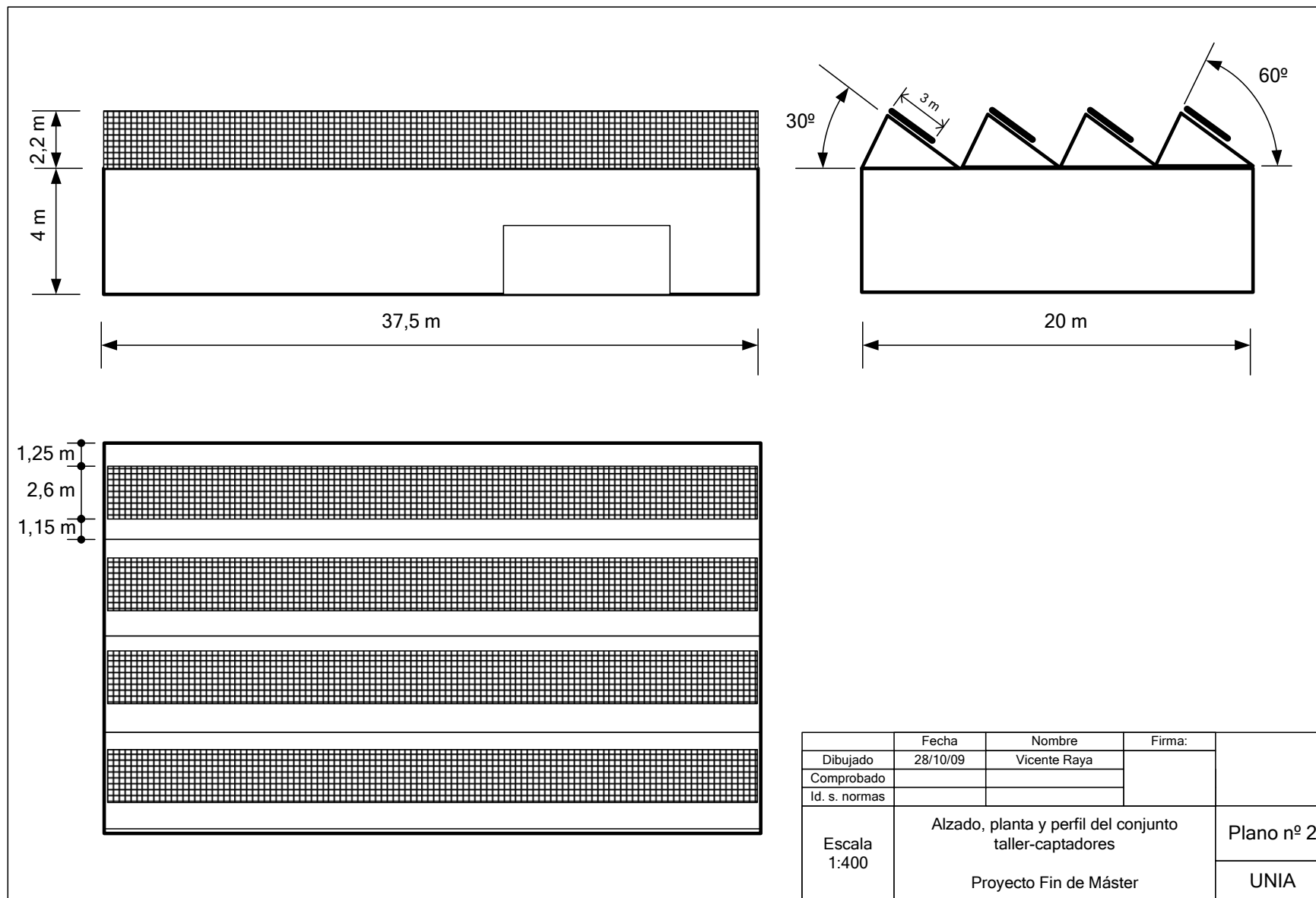
Este anexo tiene como propósito incluir los planos de relevancia sobre los distintos elementos constructivos y los diseños del generador fotovoltaico. Se incluyen los siguientes planos que se enumeran a continuación:

# Plano 1. Planta general y ubicación



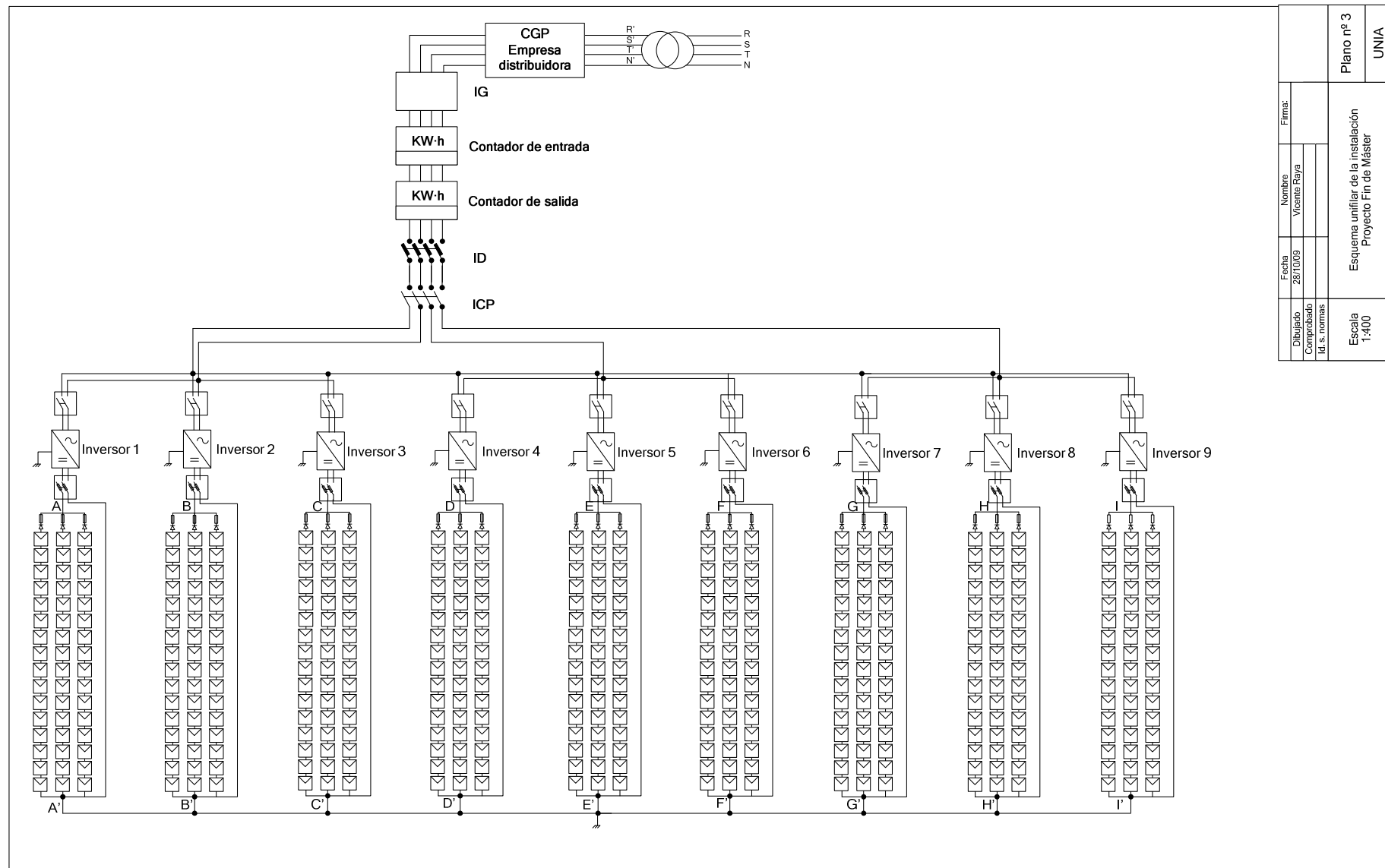
Plano nº 2. Posición de los captadores solares en diente de sierra.

Referencia	PFM_V01
Última modificación	31 oct. 09



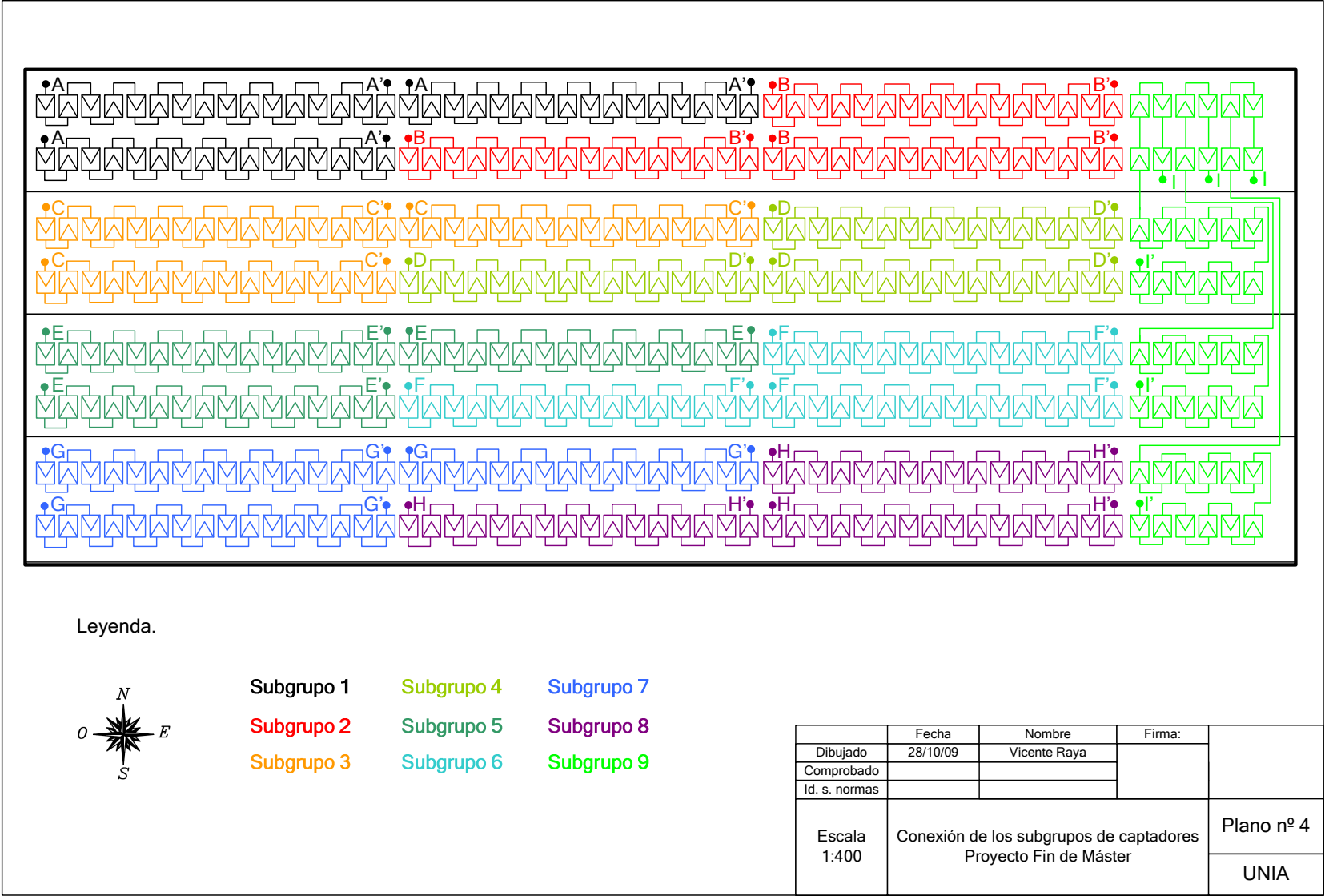
Plano 3. Esquema unifilar de la instalación.

Referencia	PFM_V01
Última modificación	31 oct. 09

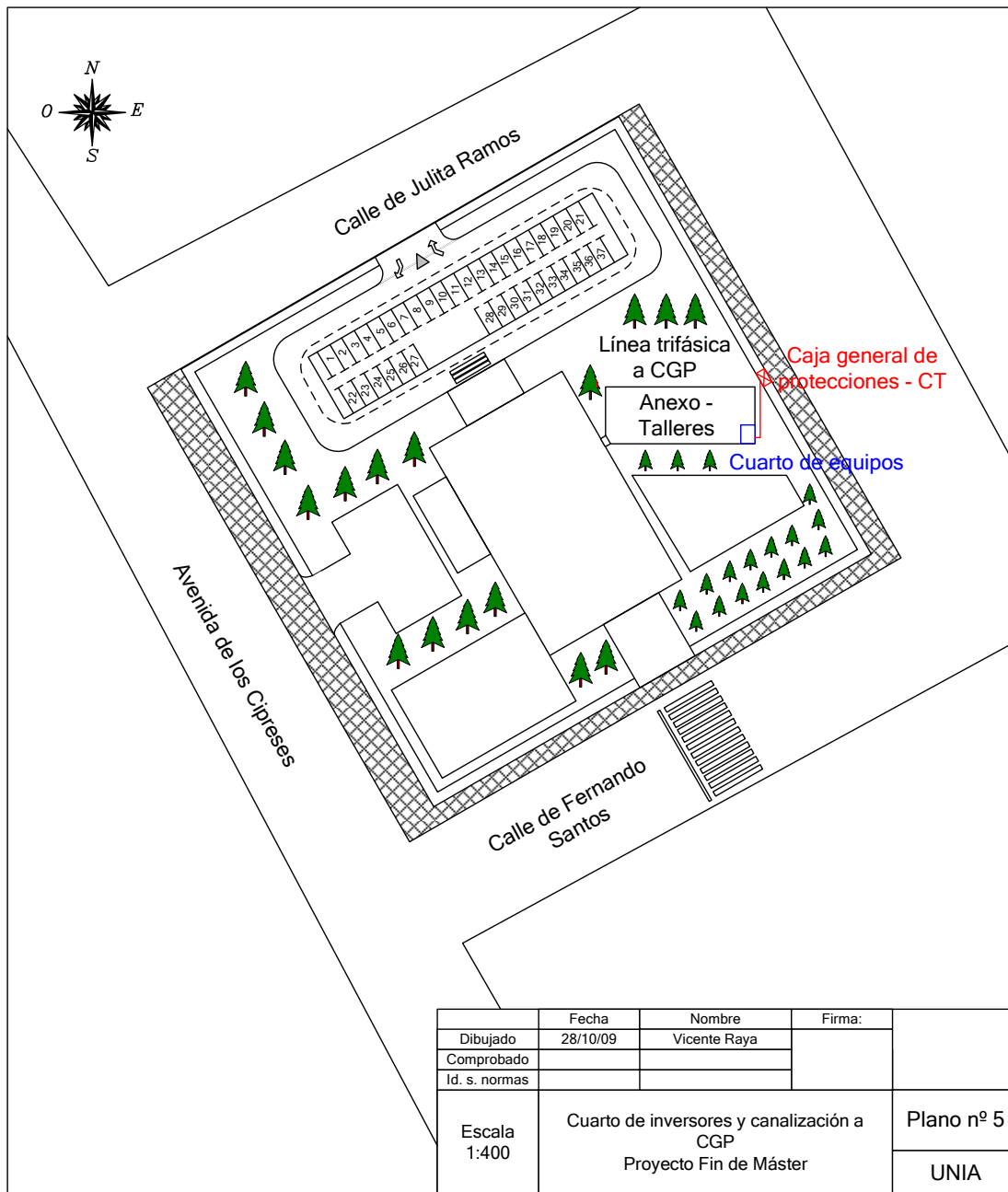


Escala 1:400	Esquema unifilar de la instalación Proyecto Fin de Máster	Plano nº 3			
		UNIA			
Dibujado Comprobado Id. s. normas	Fecha 28/10/09	Nombre Vicente Raya	Firmas:		

Plano 4. Conexión de los subgrupos 1-9 de captadores.



## Plano 5. Cuarto de inversores y canalización a CGP





## PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS. SOLICITUDES PARA INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS.

### Introducción.

Los procedimientos administrativos para el proyecto y ejecución de una instalación fotovoltaica conectada a red es uno de los aspectos que habitualmente genera problemas, conflictos y retrasos en la puesta en marcha de este tipo de instalaciones generadoras.

En el presente anexo se muestra un diagrama con los pasos y fases a seguir en cuanto a los procedimientos a seguir con las distintas administraciones y entidades involucradas en el proceso.

Se presenta, igualmente, una tabla aclaratoria con las diferentes fases, pasos, periodos de tiempo y precios de los diferentes permisos y solicitudes pertinentes en los diferentes organismos.

Flujo de procedimientos. Pasos y fases.

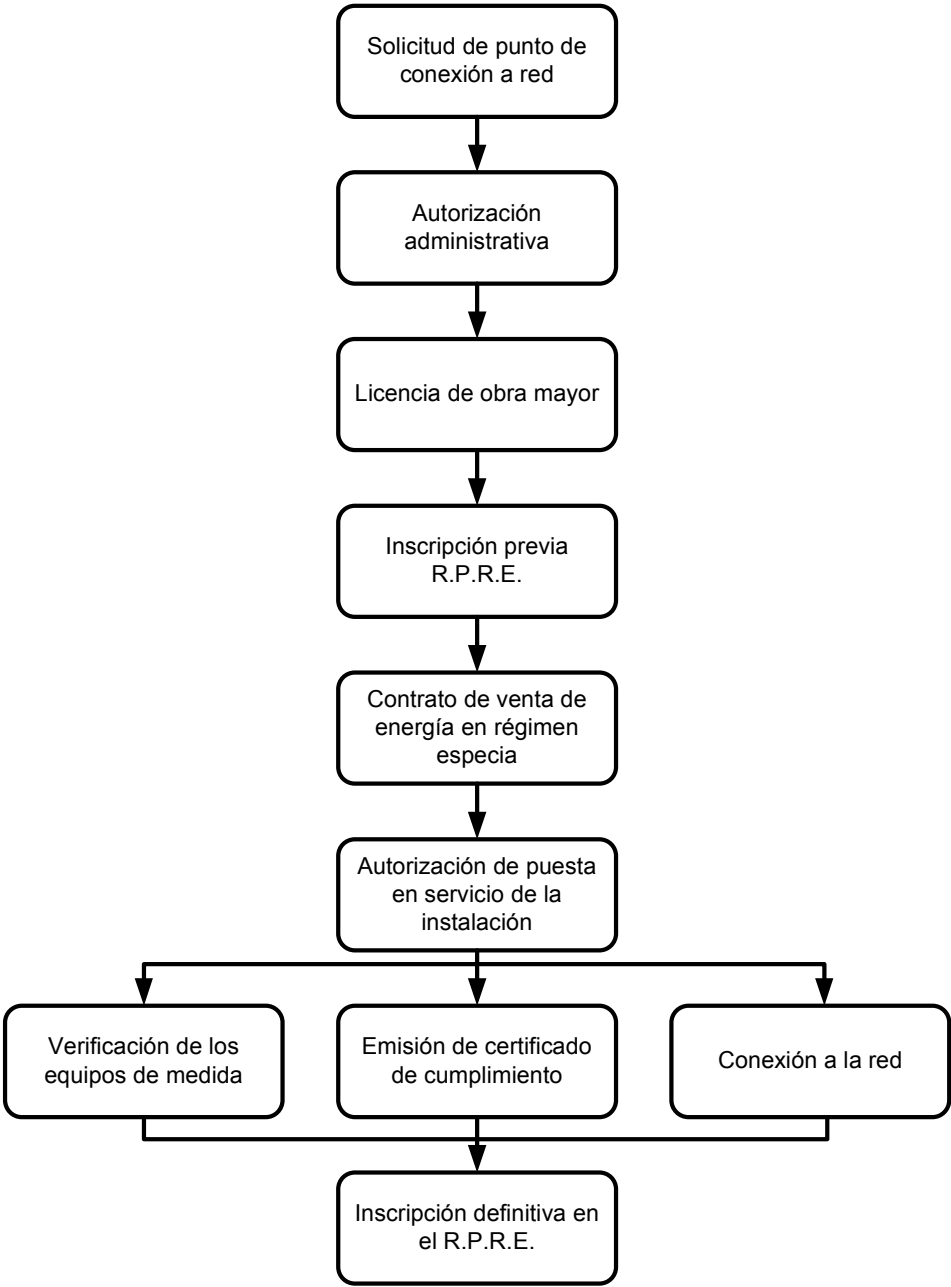


Tabla 16. Flujo de procedimientos administrativos para instalación fotovoltaica en régimen especial.

## Tabla de procedimientos administrativos: trámites, entidades y plazos

Paso	Trámite	Entidad	Plazo aproximado
1	Solicitud de punto de conexión a la red	Compañía eléctrica suministradora de la zona	Un mes
2	Autorización administrativa	Comunidad autónoma Consejería de Industria.	Tres meses
3	Licencia de obra mayor	Ayuntamiento Oficina técnica municipal	Tres meses
4	Condición de instalación de producción de energía eléctrica acogida al régimen especial	Comunidad autónoma Consejería de Industria.	Menos de un mes
5	Contrato de venta de energía en régimen especial	Compañía eléctrica suministradora de la zona	Dos semanas
6	Autorización de puesta en servicio	Comunidad autónoma Consejería de Industria.	Un mes
7	Conexión a la red	Compañía eléctrica suministradora de la zona	Se tramitan simultáneamente, la división es a efectos internos. Suele tardar 1 mes.
8	Verificación de los equipos de medida	Compañía eléctrica suministradora de la zona	
9	Emisión del certificado de cumplimiento	Compañía eléctrica suministradora de la zona	
10	Inscripción definitiva en el R.P.R.E.	Comunidad autónoma Consejería de Industria	

**Tabla 17. Trámites administrativos: entidades y plazos.**